

Titre: Évaluation de l'incertitude d'un modèle d'analyse de cycle de vie temporel de la production et de la consommation de l'électricité dans un contexte de gestion des centres de données
Title:

Auteur: Constant Vallée Schmitter
Author:

Date: 2016

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Vallée Schmitter, C. (2016). Évaluation de l'incertitude d'un modèle d'analyse de cycle de vie temporel de la production et de la consommation de l'électricité dans un contexte de gestion des centres de données [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/2179/>
Citation:

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/2179/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Réjean Samson
Advisors:

Programme: Génie chimique
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉVALUATION DE L'INCERTITUDE D'UN MODÈLE D'ANALYSE DE CYCLE DE VIE
TEMPOREL DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION DE
L'ÉLECTRICITÉ DANS UN CONTEXTE DE GESTION DES CENTRES DE DONNÉES

CONSTANT VALLÉE SCHMITTER
DÉPARTEMENT DE GÉNIE CHIMIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLOME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE CHIMIQUE)
JUN 2016

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

ÉVALUATION DE L'INCERTITUDE D'UN MODÈLE D'ANALYSE DE CYCLE DE VIE
TEMPOREL DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION DE
L'ÉLECTRICITÉ DANS UN CONTEXTE DE GESTION DES CENTRES DE DONNÉES

présenté par : VALLÉE SCHMITTER Constant

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

Mme DESCHÊNES Louise, Ph. D., présidente

M. SAMSON Réjean, Ph. D., membre et directeur de recherche

M. BEN AMOR Mourad, Ph. D., membre

DÉDICACE

Némo, 32 & O(+>...

"The more you look, the less you really know. It's a fact, a proved fact. In a way, it's the only fact there is." Freddy Riedenschneider

REMERCIEMENTS

Je voudrais remercier mon directeur de recherche Réjean Samson de m'avoir offert la chance d'intégrer le CIRAIG, de travailler sur ce projet et soutenu pendant toute ma maîtrise. Je voudrais aussi remercier Thomas Dandres de m'avoir encadré pendant cette maîtrise et d'avoir relu ainsi que corrigé avec une infinie patience ce mémoire.

Merci à toute l'équipe du CIRAIG, pour leur bonne humeur, les discussions du midi et le partage d'une passion commune.

Merci aux amis de bureau : Gaël, Nathan, Elsa, Laure, Leyla, Stef, Hassana, Amina, Allison, Julien...

I also want to thank my roommates (Pietro, Erla & Stefan) and honorary roommates (Mickey, Leif & Tim) for welcoming me in their family and made my life in Montreal 200 % more awesome.

And of course I want to thank my family for all the love and support they are always offering me.

Thank you also to : Scene of Action, TWIABP, Boards of Canada, How To Destroy Angels, Brand New, Ben Prunty, Darren Korb, Trent Reznor, GY!BE & TAFKAP for keeping me company all those hours.

RÉSUMÉ

Dans le cadre d'un projet en collaboration avec le groupe synchromedia de l'ÉTS, le CIRAIG a étudié de nouvelles approches pour quantifier les impacts environnementaux de la consommation d'électricité par des centres de données. Pour cela, deux modèles temporels de prédictions ont été mis en place en utilisant l'Analyse de Cycle de Vie (ACV). Un premier utilisant une approche ACV attributionnelle et un second avec une approche ACV conséquentielle. Cet outil, qui est l'ACV, est régulé par la norme ISO 14044, qui définit les terminologies, les règles et les recommandations pour réaliser des ACV. L'une de ces recommandations est de réaliser des analyses d'incertitudes pour vérifier la fiabilité des résultats. Lors de la réalisation des modèles attributionnels et conséquentiels, cette analyse additionnelle avait été temporairement mise de côté pour être traitée de façon globale dans ce mémoire.

Ce mémoire a pour objectif de renforcer la crédibilité des modèles mis en place en effectuant des analyses d'incertitudes sur les résultats produits par ces études antérieures. Pour ce faire, l'étude a été divisée en quatre sous objectifs : 1) calculer les distributions de probabilités des processus de la base de données ecoinvent utilisés dans les modèles pour les provinces de Québec, de l'Alberta et de l'Ontario ; 2) calculer les conséquences de ces distributions de probabilités sur les modèles de sélection de la province ayant l'électricité avec les impacts environnementaux les plus faibles ; 3) évaluer les différences entre les sources de données utilisées pour la construction du modèle attributionnel et évaluer la conséquence de ces écarts sur les résultats ; 4) quantifier la part de capacité de production électrique non prise en compte dans les sources de données utilisées et évaluer les conséquences de ce critère sur la composition des bouquets électriques horaires.

Pour répondre à ces objectifs, des scripts informatiques de simulation de Monte-Carlo sont programmés pour générer les distributions de probabilités des nombreux bouquets électriques horaires, et ce, pour les trois provinces étudiées. De plus, des comparaisons entre les sources de données sont effectuées.

Enfin, une modélisation simplifiée du réseau de production et distribution d'électricité pour la province de l'Ontario est réalisée dans un logiciel spécialisé. Ceci a pour but d'identifier l'importance des contraintes physiques du réseau électrique dans une même province et donc leurs répercussions sur les variations des impacts environnementaux entraînés par des changements marginaux de la demande électrique.

Cette étude a permis d'observer que l'incertitude des résultats de ces nouveaux modèles temporels n'a pas beaucoup de conséquence sur les conclusions qu'ils apportent. Ces nouvelles

approches pour calculer les impacts environnementaux de façon temporelle de la consommation d'électricité sont des améliorations pour les systèmes utilisant une grande quantité d'électricité tels que les centres de données, car ils permettent de modéliser avec plus de précision l'impact de la consommation d'électricité sur l'environnement.

ABSTRACT

As part of a research program focused on finding ways to decrease the environmental impacts of data center, the CIRAIG developed two models in order to be able to select the province with the cleanest electricity. Even if both models use the life cycle analysis methodology (LCA) they differ on their approach. The first model is based on attributional LCA and the second one on consequential LCA. However the last step of an LCA, as recommended by the ISO, is to evaluate the uncertainty of the results. This step was left aside in the previous studies to be the main subject of this research.

The goal of this research is to improve the trust in the those models by doing uncertainty analysis on the results they produced. This analysis was split into four parts: 1) compute the distributions of the grid mix used by the two studies; 2) compute the consequences of those distributions on the decisions; 3) quantify the differences between the data sources and evaluate their consequences on the decisions; 4) identify and quantify the power plants not included in the data sources and evaluate their contribution on the grid-mixes.

To fulfil those goals, scripts were written to compute Monte-Carlo simulations of the environmental impacts of the multiple grid-mix used in the models for the tree provinces. Data about the electric production have been collected to identify previously not accounted for power plants. Comparisons of the data sources used in the original studies were carry out to evaluate the significance of the disparities.

Finally a model of the electric grid of Ontario was implemented in a power system simulation software. This was to show the importance of some of the physical constraints inside the network.

The result of this study show that the uncertainty included in the results have little to no consequences on the decision process for the studied provinces. This two new models, implemented to take into account the temporal aspect of electric consumption of electricity on the environmental impacts, are a real improvement to the previous static models.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE	iii
REMERCIEMENTS	v
RÉSUMÉ	vi
ABSTRACT	viii
TABLE DES MATIÈRES	ix
LISTE DES TABLEAUX	xii
LISTE DES FIGURES	xiii
LISTE DES LISTINGS	xv
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	xvi
LISTE DES ANNEXES	xvii
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	2
2.1 Les Technologies de l'Information et de la Communication	2
2.1.1 Définition	2
2.1.2 L'importance des TIC dans notre société	2
2.1.3 Solution pour minimiser les conséquences de la croissance des CTD	4
2.2 L'Analyse du Cycle de Vie	5
2.2.1 Définition	5
2.2.2 Méthodologie de l'ACV	6
2.2.3 Les différentes approches ACV	10
2.2.4 Source d'incertitudes en ACV	11
2.2.5 Gestion de l'incertitude en ACV	14
2.2.6 Base de données en ACV	15
2.2.7 Gestion de l'incertitude dans la base de données ecoinvent	15
2.2.8 Propagation des incertitudes	19

2.3	Électricité en ACV	20
2.3.1	Modélisation de l'électricité en ACV	21
2.3.2	État des lieux et structure du réseau électrique	21
2.3.3	Intégration des énergies renouvelables sur le réseau	23
2.3.4	Équilibre de charge sur le réseau de distribution d'électricité	24
2.3.5	Sources d'incertitudes induites par la structure du réseau électrique	25
2.4	Revue des potentielles sources d'incertitudes des analyses environnementales dans le cadre du projet GSTC	27
2.5	Résumé de la problématique de recherche	29
CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE		30
3.1	Objectif principal et sous-objectifs	30
3.1.1	Objectif principal	30
3.1.2	Sous-objectifs	30
3.2	Méthodologie	30
3.2.1	Évaluation des incertitudes des données ecoinvent utilisées pour les bouquets électriques horaires	31
3.2.2	Évaluation des incertitudes du modèle attributionnel de prévision d'impact horaire de l'électricité	35
3.2.3	Évaluation des incertitudes du modèle conséquentiel de prévision d'impact d'électricité marginale	37
3.2.4	Évaluation des incertitudes dues aux centrales électriques manquantes.	38
3.2.5	Évaluation des incertitudes liées à la disparité des sources de données de production d'électricité.	39
3.2.6	Évaluation des conséquences du cumul des incertitudes calculées	42
3.2.7	Évaluation des incertitudes provenant de la structure du réseau	43
CHAPITRE 4 RÉSULTATS		47
4.1	Incertitudes des impacts des bouquets électriques	47
4.1.1	Incertitudes par technologie	47
4.1.2	Incertitudes des bouquets électriques horaires	49
4.2	Conséquences de l'incertitude sur le modèle de prise de décision	52
4.3	Conséquences des centrales de production d'électricité non comptabilisées	54
4.3.1	État des lieux des centrales de production électrique de moins de 20MW	54
4.3.2	Conséquences de ces centrales sur les impacts environnementaux	55
4.4	Conséquences de l'utilisation de différentes sources de données	59

4.5	Conséquences cumulatives des trois sources d'incertitude sur les résultats des modèles	63
4.6	Incertitude liée à la modélisation du réseau électrique	64
CHAPITRE 5 DISCUSSION ET RECOMMANDATIONS		68
5.1	Discussion	68
5.1.1	Conséquences des incertitudes d'ecoinvent	68
5.1.2	Conséquences des centrales de production d'électricité non comptabilisée	69
5.1.3	Conséquences des différences entre les sources de données utilisées	70
5.1.4	Conséquences cumulatives des trois sources d'incertitudes	71
5.1.5	Retour sur la modélisation du réseau de distribution	71
CHAPITRE 6 CONCLUSION		73
6.1	Synthèse des travaux	73
6.2	Limitations de l'étude	73
6.3	Améliorations futures	74
RÉFÉRENCES		77
ANNEXES		86

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Facteurs d'incertitude de base appliqués par défaut dans la base de données ecoinvent. Adapté de Weidema, et al. 2010	17
Tableau 2.2	Valeurs des facteurs de la matrice pedigree selon leur note.	17
Tableau 2.3	Matrice pedigree utilisée pour définir la qualité des données. Adapté de Weidema et Wesnaes, 1996	18
Tableau 3.1	Processus de production électrique de la base de données ecoinvent 2.2.	32
Tableau 3.2	Facteur de charge annuel moyen en 2014 sur le réseau électrique des États-Unis. Source IEA, 2016.	40
Tableau 3.3	Sources des données fournies par les producteurs d'électricité.	41
Tableau 3.4	Sources des données fournies par le gouvernement fédéral.	41
Tableau 3.5	Paramètres du réseau modélisé	45
Tableau 3.6	Capacités maximales des interconnexions pour la province de l'Ontario	45
Tableau 4.1	Pourcentage des centrales avec une capacité inférieure à 20MW par technologie de production et par province	56
Tableau 4.2	Conséquences sur les impacts environnementaux de l'ajout des centrales non comptabilisé fonctionnant à pleine capacité de production .	57
Tableau 4.3	Conséquences sur les impacts environnementaux de l'ajout des centrales non comptabilisé fonctionnant avec une capacité de production moyenne	57
Tableau 4.4	Différences de production électrique suivant la localisation du point de charge et de mode d'optimisation	65
Tableau A.1	Résultat de simulation de Monte-Carlo pour le processus "electricity production, nuclear, boiling water reactor, alloc. default, U"	86
Tableau B.1	Simulation de Monte-Carlo pour le processus "Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U"	87
Tableau C.1	Médianes de 12 simulations de Monte-Carlo du processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC" et variance de ces médianes	88
Tableau D.1	Pourcentage d'écart entre la médiane et la valeur déterministe	89

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1	Carte du projet GreenStar Network © Greenstar Network, 2016. Reproduit avec permission	5
Figure 2.2	Exemple de processus élémentaires © C.V.S. Étudiant, 2016	7
Figure 2.3	Exemple d'un système de produit © C.V.S. Étudiant, 2016	7
Figure 2.4	Phases de l'analyse du cycle de vie © C.V.S. Étudiant, 2016.	10
Figure 2.5	Identifier les problèmes dans une analyse d'incertitude. Adapté de Heijungs, 1996	15
Figure 2.6	Division du réseau électrique nord américain © Bouchecl, 2009. Reproduit avec permission	22
Figure 2.7	Exemple de distribution de charge basé sur les données de la journée du 2 mai 2016 de Independent System Operator New England	26
Figure 3.1	Résumé de la méthode © C.V.S. Étudiant, 2016.	31
Figure 3.2	Exemple de la moyenne, médiane et mode pour différentes distribution de probabilités © C.V.S. Étudiant, 2016.	35
Figure 3.3	Différences entre l'Alberta et l'Ontario pour les impacts sur les changements climatiques.	36
Figure 3.4	Carte des zones du réseau de distribution de l'Ontario.	44
Figure 3.5	Modèle du réseau de distribution de l'Ontario dans PowerWorld	46
Figure 4.1	Distributions de probabilités des impacts environnementaux pour le processus de production d'électricité à partir d'énergie hydraulique	48
Figure 4.2	Distributions de probabilités des impacts environnementaux pour le processus de production d'électricité à partir de fioul	49
Figure 4.3	Distributions de probabilités pour la catégorie d'impact ressource dans la province de l'Ontario pour les bouquets électriques à 1 h en Avril, Mai et Aout.	50
Figure 4.4	Impact sur les changements climatique pour le mois de juin 2013.	51
Figure 4.5	Impact sur l'épuisement des ressources pour le mois d'avril 2013.	51
Figure 4.6	Impact sur l'épuisement des ressources pour le mois de juillet 2013.	52
Figure 4.7	Impacts marginaux de la production d'électricité pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario.	53
Figure 4.8	Carte des centrales de production électrique en les provinces de l'Ontario et de Québec. © C.V.S. Étudiant, 2016.	54

Figure 4.9	Carte des centrales de production électrique dans la province de l'Alberta. © C.V.S. Étudiant, 2016.	55
Figure 4.10	Exemple des différences d'impacts en considérant les centrales de moins 20MW	58
Figure 4.11	Exemple de comparaison d'impacts horaires avec et sans centrales de moins de 20MW	58
Figure 4.12	Données de production d'électricité dans la province de l'Alberta par mois	59
Figure 4.13	Données de production d'électricité dans la province de l'Ontario par mois	60
Figure 4.14	Données de production d'électricité dans la province de l'Alberta par an	61
Figure 4.15	Différences par technologie entre les données AESO et Statistique Canada pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario	62
Figure 4.16	Différences pour les imports et exports entre les données provenant des fournisseurs et de Statistique Canada pour les province de l'Alberta et de l'Ontario	62
Figure 4.17	Comparaison des impacts sur les changements climatiques de la production d'électricité dans la province de Québec	64
Figure 4.18	Distributions des impacts sur les changements climatiques d'un centre de données en fonction de l'emplacement sur le réseau avec optimisation économique	66
Figure 4.19	Distributions des impacts sur les changements climatiques d'un centre de données en fonction de l'emplacement sur le réseau avec optimisation des flux électriques	67
Figure 5.1	Taux d'émission de CO2 par MWh des centrales en fonction de leur capacité de production	70

LISTE DES LISTINGS

3.1	Code R pour calculer les impacts de bouquets électriques de l'Ontario	34
-----	---	----

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AESO	Alberta Energy System Operator
ACV	Analyse du Cycle de Vie
ACV-A	Analyse du Cycle de Vie Attributionnelle
ACV-C	Analyse du Cycle de Vie Conséquentielle
AICV	Analyse d'Impacts du Cycle de Vie
CIRAIG	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CTD	Centre de traitement de données
ETS	École de Technologie Supérieure
EIOACV	Environmental Input Output ACV
GES	Gaz à Effet de Serre
GSTC	Green Sustainable Telco Cloud
GWP	Global Warming Potential
ICV	Inventaire du Cycle de Vie
IESO	Independent Electric System Operator
ISO	International Organization for Standardization
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NBSO	Nouveau-Brunswick System Operator
NERC	North America Electric Reliability Corporation
TIC	Technologies de l'information et de la communication

LISTE DES ANNEXES

Annexe A	Simulation de Monte-Carlo avec la version 3.1 de la base de données ecoinvent pour le processus "electricity production, nuclear, boiling water reactor, alloc. default, U"	86
Annexe B	Simulation de Monte-Carlo avec la version 2.2 de la base de données ecoinvent, pour le processus "Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U"	87
Annexe C	Médianes de 12 simulations de Monte-Carlo consécutives du processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC" et variance de ces médianes	88
Annexe D	Pourcentage d'écart entre la médiane et la valeur déterministe résultant de 12 simulations de Monte-Carlo consécutives pour le processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC"	89
Annexe E	Code pour le calcul des distributions marginales moyennes par heure	90
Annexe F	Code en R pour le calcul des distributions de probabilités des bouquets électriques	92
Annexe G	Code Saqrl pour collecte d'informations sur Enipedia	100

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Le secteur des technologies de l'information et communication connaît une croissance exponentielle depuis quelques années (Farnworth and Castilla-rubio, 2008). La démocratisation des téléphones intelligents, des connexions internet à haute vitesse et de la virtualisation de services entraîne une demande croissante en serveurs informatiques. Par contre, les centres de traitement de données (CTD), hébergeant les serveurs informatiques, consomment énormément d'énergie, non seulement pour l'alimentation des systèmes, mais aussi pour leur refroidissement.

Dans l'optique de limiter les impacts environnementaux entraînés par la consommation d'électricité des CTD un projet interconnectant une série de CTD entre eux a été imaginé. Ceci à pour objectif d'utiliser la puissance de calcul du CTD situé dans la région ayant l'électricité avec le moins d'impacts environnementaux et de déplacer cette puissance de calcul en fonction des variations des bouquets électriques régionaux. Pour évaluer les impacts sur l'environnement de la consommation d'énergie par ces installations de nouvelles méthodes d'analyse de cycle de vie (ACV) ont été développées au CIRAIG en se focalisant sur les variations temporelles des bouquets électriques régionaux. Pour valider les résultats obtenus grâce à ces études, il reste à effectuer l'analyse d'incertitudes de leurs données et méthodes. Ce projet de recherche vise donc à identifier et quantifier la part d'incertitudes des recherches effectuées par Maurice (2015) et par Dandres et al. (2014).

Ce mémoire commencera par une revue de littérature présentant les technologies de l'information et de la communication, leur importance dans notre société ainsi que leurs impacts sur notre environnement. Ensuite, la méthodologie et, plus particulièrement, la gestion de l'incertitude de l'analyse du cycle de vie seront présentées. Un état des lieux du réseau électrique, ainsi qu'une présentation des principes le régissant, sera par la suite détaillé. Enfin, les études précédemment réalisées au CIRAIG sur les impacts de la consommation d'énergie par les TIC seront présentées tout en ciblant les potentiels points d'incertitudes sur leurs conclusions.

Le chapitre 3 présentera la méthodologie utilisée pour répondre aux objectifs de ce mémoire. Dans le chapitre 4, les résultats obtenus pour les différents objectifs seront présentés. Enfin, une discussion de ces résultats se retrouvera dans le chapitre 5, suivie d'une conclusion et de recommandations pour d'éventuelles recherches futures.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Cette revue de littérature a pour objectif d'apporter les notions nécessaires à la compréhension de ce mémoire ainsi qu'aux études qui ont fourni les modèles évalués. Les thèmes abordés sont donc : les technologies de l'information et de la communication, l'analyse du cycle de vie et la production et distribution de l'électricité. Plus précisément, on s'intéresse à l'évaluation des incertitudes des résultats d'ACV temporelle obtenus pour les impacts de la consommation d'électricité par les TIC.

2.1 Les Technologies de l'Information et de la Communication

2.1.1 Définition

Les technologies de l'information et de la communication, ou TIC, sont omniprésentes dans notre société. Avec le développement de l'informatique, la démocratisation de l'accès quasi permanent à Internet et la multiplication des objets interconnectés, les frontières de ce secteur se sont étendues et leurs limites sont un peu flou suivant les sources (Zuppo, 2012; Van Heddeghem et al., 2014; Rouse, 2016). Il est donc intéressant de définir ce terme pour comprendre le choix du secteur de cette étude.

Le dictionnaire de l'Office québécois de la langue française définit les technologies de l'information et de la communication comme étant «l'ensemble des technologies issues de la convergence de l'informatique et des techniques évoluées du multimédia et des télécommunications, qui ont permis l'émergence de moyens de communication plus efficaces, en améliorant le traitement, la mise en mémoire, la diffusion et l'échange de l'information». Ceci inclut autant les techniques (logiciels, services...) que les fabricants et les opérateurs d'équipements (ordinateurs, téléphone, télévision, satellite...) nécessaires à cette diffusion de l'information (Tic, 2015).

2.1.2 L'importance des TIC dans notre société

Une des raisons de la forte croissance des TIC lors de ces dernières années vient du changement des technologies de services, précédemment analogues, comme la téléphonie, la télévision, la radio ou même la photographie (ligne téléphonique, onde électromagnétique ou papier). De nos jours, ces services sont devenus numériques et peuvent ainsi être centralisés et englobés dans un flux unique d'informations. Ceci facilite grandement le partage de l'information, mais entraîne aussi une augmentation de la quantité d'informations circulant sur le réseau

(Farnworth and Castilla-rubio, 2008).

Le cloud, ou nuage en français, est un terme très utilisé récemment et fait partie intégrante des TIC. Cette notion abstraite est simplement un terme générique englobant tous les services permettant de connecter un client à leur produit à distance à la demande et ceci en utilisant une infrastructure informatique dédiée à ce service. Ceci peut aller du simple stockage de données à distance comme les services offerts par les compagnies Dropbox ou Google jusqu'à la virtualisation de logiciel utilisant la puissance de calcul de serveurs non administrés par le client. Ces technologies connectées au cloud se sont banalisées et deviennent de plus en plus importantes dans la vie de tous les jours. Le secteur privé est ainsi passé de serveurs locaux à des machines virtuelles louées dans de grands centres de données. Ceci offre plus d'options, permet de répondre à une demande évolutive et les soucis technologiques sont laissés aux experts. Au niveau des particulier, l'ordinateur unique par maison a été remplacé par une grappe d'appareils (portable, cellulaire, télévisions intelligentes...) qui partagent des informations entre eux et avec le monde entier de façon quasi constante (The Climate Group, 2008). En 2014, il était estimé que 16 milliards d'appareils connectés étaient actifs et ce chiffre devrait augmenter jusqu'à 50 milliards d'ici 2020 (ABIresearch, 2014). Les habitations, les véhicules, les ampoules électriques et même les montres communiquent maintenant par le cloud.

Pour avoir un ordre d'idée de la quantité d'informations échangées actuellement sur le réseau, voici quelques estimations. Chaque jour, 182.9 milliards de courriels sont envoyés, 1 milliard de fichiers sont chargés sur Dropbox, 56 millions d'heures de vidéo sont vues sur Netflix, 1 million de photos sont chargées sur Flickr et 144 000 heures de vidéo sont envoyées vers les serveurs de YouTube (Webpagefx, 2014). Chacune de ces actions, quasi insignifiantes lorsqu'elles sont isolées, nécessite de la puissance de calcul, de l'espace stockage et de la bande passante sur le réseau. Un total estimé à environ 59 Exaotets de données est échangé sur le réseau par mois en 2014 soit 59 milliards de Gigabytes (Cisco, 2015). Ces estimations prévoient que ce chiffre aura triplé d'ici 2019.

Pour répondre à cette demande, une quantité phénoménale de serveurs et autres équipements sont requis. Ceci nécessite donc l'extraction de métaux précieux rares et génère des déchets électroniques, qui sont des sources d'impacts environnementaux (Van Heddeghem et al., 2014). Mais la source d'impact la plus importante est généralement la phase d'utilisation de ces installations, à cause de leur forte consommation d'électricité (Maga et al., 2013; Whitehead et al., 2015).

En 2011, les centres de données ont consommé environ 684 milliards de kilowatts-heure, ce qui équivaut la consommation électrique annuelle de 62 millions de foyer en Amérique du Nord. Ceci les placerait à la sixième place des pays les plus consommateurs si elles étaient regroupées sous le même drapeau (Cook et al., 2014). Cette demande est prévue d’augmenter de 62% d’ici 2020 (International Energy Agency, 2012). La compagnie Google utilise 425 MW d’électricité juste pour alimenter ses six centres de traitements de données situés aux É.-U. avec le plus gros ayant une capacité maximale de 105 MW (Cook et al., 2014). De façon générale, environ 30% de l’énergie consommée par les centres de données est utilisé par les systèmes de refroidissement de ces installations, ceci pour assurer un fonctionnement optimal des serveurs (ABB, 2011). Cette quantité énorme d’électricité consommée peut avoir des impacts importants sur la stabilité du réseau comme nous le verrons dans la section 2.3.4.

2.1.3 Solution pour minimiser les conséquences de la croissance des CTD

Pour tenter de réduire la consommation électrique de ces serveurs ou les conséquences des cette consommation, des méthodes d’optimisation de la charge de travail, en répartissant la demande de calcul sur plusieurs centres de données, ont été mises en place (Mingay, 2007; Berl et al., 2010; Ghamkhari and Mohsenian-Rad, 2012). En effet, de la même façon que les données sont déjà copiées en temps réel sur de multiples serveurs se situant dans des lieux géographiques distincts pour assurer la stabilité du service en cas de pannes ou d’attaques, il est envisageable de déplacer en fonction du temps les informations nécessaires vers les serveurs ayant le moins d’impacts environnementaux. Plusieurs critères d’optimisation ont été étudiés dans la littérature, tels que les heures de pointe de demandes électriques sur le réseau (Le et al., 2010), la quantité d’électricité produite à partir d’énergie renouvelable sur le réseau (Ghamkhari and Mohsenian-Rad, 2012; Moghaddam et al., 2012) ou encore le prix de l’électricité (Li et al., 2012; Liu et al., 2015). Mais ce dernier est critiquable, car les technologies utilisées pour générer de l’électricité considérée comme propre d’un point de vue environnemental, sont rarement les moins chères (Spatari et al., 2011; Mills, 2013).

Dans cette optique, le projet «Green Sustainable Telco Cloud (GSTC)» a été mis en place par le laboratoire Synchronédia de l’École de technologie supérieure (ÉTS) en collaboration avec des industrielles, des organismes gouvernementaux et d’autres universités. L’idée consiste à avoir une grappe de centres de données répartie sur le territoire canadien et dans d’autres pays sur la planète et de transférer la charge de travail entre ces installations pour profiter de l’énergie renouvelable disponible en temps réel (Synchronedia, 2011). La carte des installations dans le projet initial se retrouve dans la figure 2.1. L’objectif principal est de

profiter de la part importante d'énergie renouvelable sur le réseau électrique canadien pour minimiser les GES entraînés par la consommation électrique des serveurs du GSTC (Ericsson 2007, Synchromedia 2014).

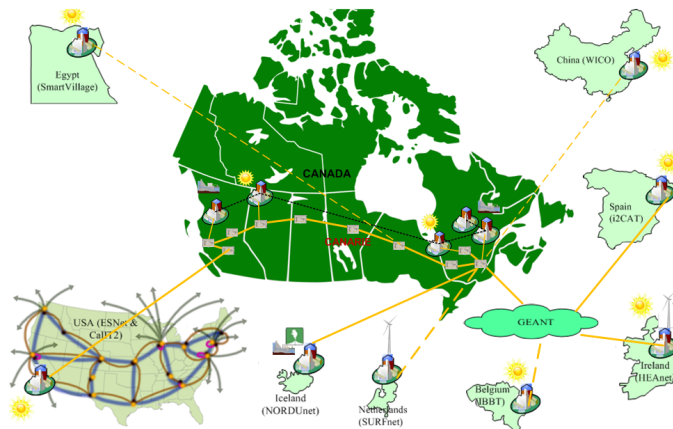


Figure 2.1 Carte du projet GreenStar Network © Greenstar Network, 2016. Reproduit avec permission

Dans le cadre de ce projet, le CIRAIG, en collaboration avec les autres partenaires du projet, a développé trois approches pour évaluer les impacts environnementaux horaire de la consommation d'électricité en fonction de la localisation géographique en utilisant l'analyse de cycle de vie. Ces études sont détaillées dans la section 2.4.

2.2 L'Analyse du Cycle de Vie

Les études présentées dans la section 2.4 se basent sur la méthodologie de l'analyse du cycle de vie pour obtenir les impacts environnementaux de la consommation d'électricité dans des provinces canadiennes. Il est donc nécessaire de bien comprendre cette approche et d'en connaître les limites.

2.2.1 Définition

L'Analyse du Cycle de Vie (ACV) est un outil créé pour étudier les impacts potentiels sur l'environnement d'un produit, d'un service ou d'un concept. Chaque étude ACV est réalisée sur le cycle de vie complet du produit ou du service. En d'autres termes du « berceau jusqu'au tombeau » (Cradle to grave). Ce cycle de vie peut être résumé en quatre phases : l'extraction des matières nécessaires, la production, l'utilisation et la fin de vie ou le recyclage. Chacune

de ces étapes est interconnectée par du transport. Le fait d'évaluer les impacts sur l'entièreté de la vie du produit permet d'éviter le déplacement d'impact, ce qui pourrait éventuellement favoriser certains produits par rapport à d'autres (Iso, 2006) (Jolliet et al., 2010). Par exemple, un contenant plus léger permet de réduire la consommation de carburants lors des phases de transport, mais si la fabrication de ce contenant nécessite des produits chimiques toxiques ou des processus énergivores alors les impacts ne sont pas nécessairement diminués sur le cycle de vie complet du produit.

L'ACV fournit les informations nécessaires pour identifier et cibler les phases ayant le plus d'impacts au cours de la vie d'un produit. Ceci permet de concentrer les efforts et la recherche sur les points chauds pour limiter ou réduire les impacts sur l'environnement du produit. L'ACV est un outil utilisé par les entreprises, les gouvernements ou les organisations non gouvernementales (UNEP, 2003).

La première ACV est souvent attribuée à l'entreprise Coca-Cola. Dans les années 60, la compagnie décida d'effectuer une étude pour évaluer les bénéfices de remplacer leurs bouteilles en verre par des bouteilles de plastique (Hunt et al., 1996). Ce qui débuta comme un simple état comtable de l'énergie et des produits chimiques utilisés devint de plus en plus complexe. Les impacts de ces produits chimiques furent caractérisés par des études scientifiques telles que Habersatter and Widmer (1991); Braunschweig and Müller-Wenk (1993); Frischknecht et al. (1996); Pennington et al. (2005). La méthode fut aussi améliorée en intégrant ou développant petit à petit certains éléments, tels que les Inventaires du Cycle de Vie (ICV), les analyses d'impacts du cycle de vie (AICV) ou encore les ACV économiques (EIOACV). Depuis le début des années 2000, des notions sortant du cadre environnemental telles que les impacts sociaux sont introduites dans les études ACV afin de prendre en compte toujours plus d'aspects liés au développement durable (Unep Setac Life Cycle Initiative, 2009).

2.2.2 Méthodologie de l'ACV

L'ACV est basée sur le principe qu'un processus peut être modélisé par une boîte noire avec des flux entrants et des flux sortants, comme décrit dans la figure 2.2. Ce qui se passe à l'intérieur du processus n'a pas vraiment d'importance, car on cherche à comptabiliser ce qui a été consommé et ce qui a été produit par le processus. Ainsi tout produit ou service étudié par une ACV peut être décomposé en une série de boîtes, appelé processus élémentaire, s'échangeant des flux. Cet ensemble de processus élémentaires est appelé système. La figure 2.3 est

un exemple de système regroupant plusieurs processus. L'ensemble des flux composant le système peut être différencié en trois catégories. Premièrement, les flux élémentaires sont les «matières ou énergies entrantes ou sortantes dans le système étudié, qui ont été puisées dans l'environnement sans transformations humaines préalables» tel que définie dans la norme ISO 2006a. Les flux intermédiaires sont les produits, matériaux ou énergies échangés entre les différents processus utilisés dans le système. Finalement, les flux de produits sont les flux entrants et sortants des frontières du système (Iso, 2006).

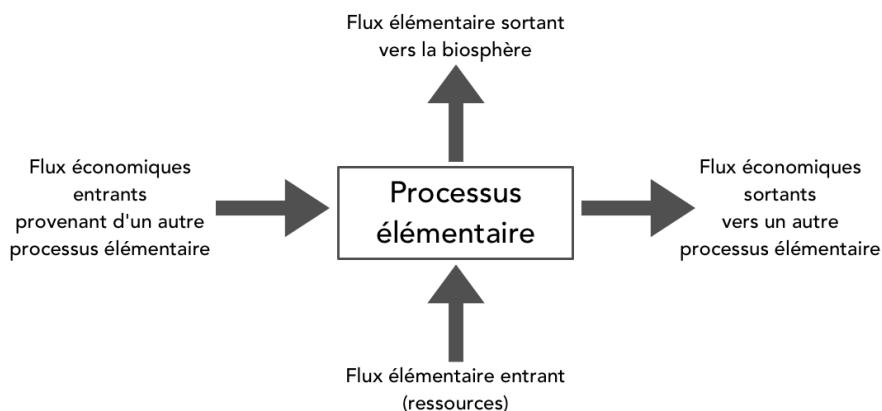


Figure 2.2 Exemple de processus élémentaires © C.V.S. Étudiant, 2016

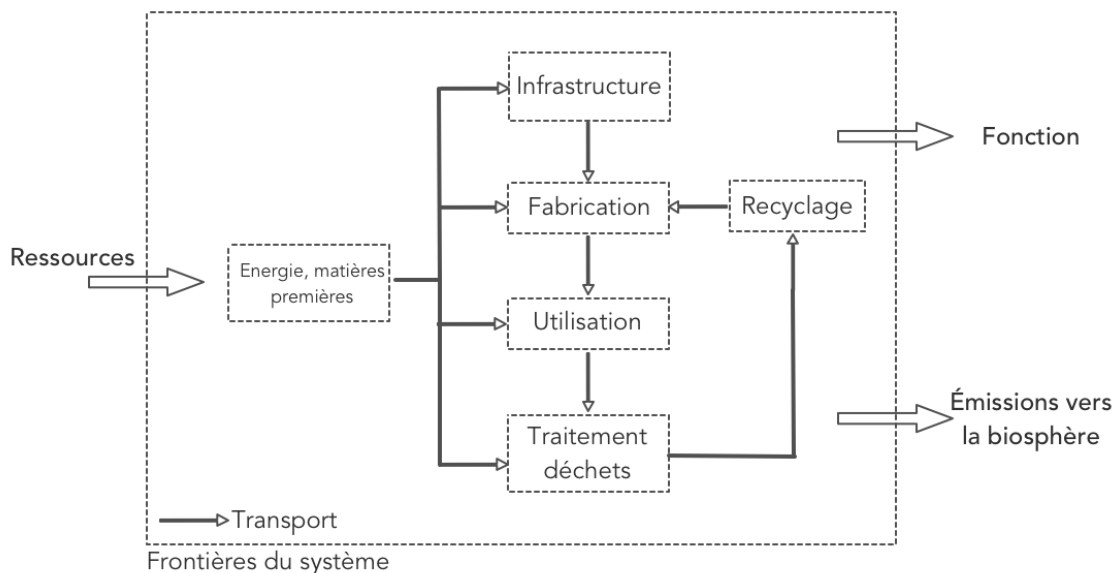


Figure 2.3 Exemple d'un système de produit © C.V.S. Étudiant, 2016

Les ACV sont régularisées par les standards internationaux ISO 14040 et ISO 14044 et se divisent

en quatre étapes.

Définition des objectif et du champ d'étude.

Une ACV conforme aux normes ISO doit inclure un certain nombre de paramètres définis de façon quantitative et qualitative (Matthews et al., 2015). Premièrement, l'objectif de l'étude doit être clairement identifié. ISO nécessite que l'objectif contienne l'application envisagée, les raisons conduisant à réaliser l'étude, le public concerné et enfin si les résultats seront divulgués au public (Iso, 2006). Ceci réduit le risque de mauvaises interprétations de l'étude.

Deuxièmement, le champ d'études doit contenir 12 éléments d'après la norme ISO, tels que : l'unité fonctionnelle, la frontière du système, les hypothèses, les règles d'allocation, les types d'impacts sélectionnés, ou encore le type de revue critique (Iso, 2006).

L'inventaire du cycle de vie (ICV).

Le but de cette deuxième phase est d'obtenir les quantités de polluants émis sur la durée du cycle de vie du produit ainsi que les matières premières consommées. Afin de répondre à cet objectif, il est nécessaire de collecter le maximum des données sur la fabrication, le transport, l'utilisation et la fin de vie du produit. Si des données ne sont pas disponibles pour certains processus il est possible d'utiliser des processus similaires se trouvant déjà dans les bases de données. Ces données recueillies peuvent être divisées en quatre catégories (Iso, 2006) :

- les entrants énergétiques, entrants matières premières, entrants auxiliaires et autres entrants physiques
- les produits, coproduits et déchets
- les émissions dans l'air, l'eau et le sol
- les autres aspects environnementaux

L'analyse de l'impact (ACVI)

Cette troisième étape a pour but d'évaluer les impacts des polluants quantifiés dans la phase d'inventaire. Pour cela, une classification des émissions contribuant aux différentes catégories d'impacts choisies pour l'étude est réalisée. Ensuite, les impacts sur l'environnement de ces émissions sont caractérisés. Pour pouvoir faire la liaison entre les données d'inventaire et les impacts environnementaux, des méthodes d'évaluation des impacts doivent être utilisées. Certaines de ces méthodes utilisent des modèles mathématiques différents et donc les conclusions peuvent varier d'une étude à l'autre si elles sont réalisées avec des méthodes

différentes. Pour limiter ces potentielles erreurs, la norme ISO recommande d'effectuer les calculs d'une ACV avec au moins deux méthodes différentes. EcoIndicator 99, Lime, Impact 2002+, ReCiPe ou encore Impact world+ sont quelques-uns des choix possibles.

L'analyse de l'impact se divise en trois étapes obligatoires d'après ISO. Premièrement, la sélection des catégories d'impacts, des indicateurs de catégories et du modèle de caractérisation. Deuxièmement, associer chaque processus à leurs impacts environnementaux, puis convertir les quantités des produits chimiques produits par les processus en un impact qualitatif. Les impacts sont divisés en deux niveaux : niveau problème et niveau dommage.

Le niveau problème, ou «midpoint», fournit des informations sur une dizaine de catégories d'impacts. Les facteurs de caractérisations permettent de regrouper les substances émises par le système suivant leurs effets.

Le niveau dommage, ou «endpoint», rajoute un facteur de caractérisation pour concentrer les résultats sur un plus petit nombre de catégories d'impacts. Ceci permet d'avoir des résultats plus faciles à comprendre et à communiquer auprès du décideur ou du grand public. Par exemple, la méthode Impact 2002+ fournit des résultats répartis sur quatre catégories : les ressources, le changement climatique, la santé humaine et la qualité des écosystèmes. Par contre, cette agrégation des informations en utilisant des facteurs de caractérisations additionnels augmente l'incertitude sur les résultats.

La phase d'interprétation.

Cette dernière phase permet d'interpréter les résultats, tirer des conclusions et éventuellement proposer des recommandations. Dans cette phase un certain nombre d'analyses complémentaires pour améliorer la robustesse des résultats sont recommandées. Des analyses de sensibilité sur les hypothèses faites au début de l'étude ou sur les paramètres initiaux permettent de déterminer leur influence sur les résultats finaux. La contribution des processus à chacune des catégories d'impacts permet d'identifier les points chauds du cycle de vie du produit. Finalement, la norme ISO recommande d'évaluer les incertitudes des résultats de l'étude (Iso, 2006). L'évaluation et la gestion des incertitudes en ACV seront plus développées dans les sections suivantes.

Ces quatre étapes forment un processus itératif, décrit dans la figure 2.4. Ceci permet d'améliorer l'étude en permanence au fur et à mesure que l'étude est réalisée. Si le champ d'études doit être ajusté pour obtenir de meilleurs résultats, il est possible d'ajouter ou retirer certains processus dans l'inventaire.

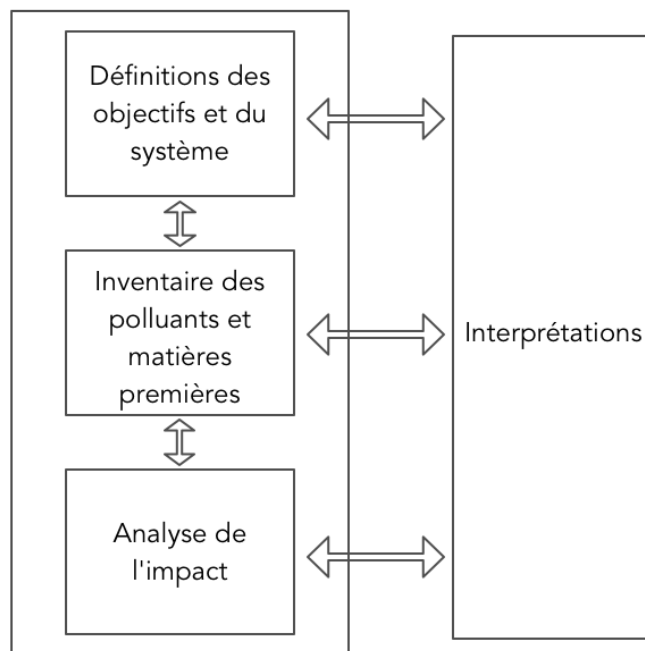


Figure 2.4 Phases de l'analyse du cycle de vie © C.V.S. Étudiant, 2016.

2.2.3 Les différentes approches ACV

Les ACV traditionnelles, comme décrites dans les paragraphes précédents, sont des ACV attributionnelles (AVC-A) (Ekvall and Weidema, 2004). Les impacts du produit étudié y sont principalement évalués de façon rétrospective. Les ACV conséquentielles (ACV-C) sont un deuxième type d'ACV qui évaluent les impacts d'un changement survenant sur le cycle de vie d'un produit au lieu d'étudier le cycle de vie complet du produit dans un état particulier. Ce type d'ACV nécessite d'avoir un aspect temporel pour pouvoir observer le changement entre les deux états du produit. Par exemple, Amor et al. (2014a) étudie les impacts environnementaux résultant de la production d'électricité. Mais au lieu de faire un bilan de la production globale avec une ACV-A, qui supposerait alors qu'une augmentation ou diminution de la production serait alors proportionnelle sur l'ensemble des installations, l'étude se focalise sur les variations marginales obtenues à l'aide de modèles d'analyse des échanges d'électricité.

Les ACV-C sont aussi régularisées par la norme ISO, mais comme cette approche est plus récente les directives sont moins claires. Puisque les ACV-C étudient les impacts d'un changement d'un produit, les frontières du système sont différentes de celles d'une ACV-A. Dans une ACV-A tous les processus sont physiquement interconnectés. Il est possible d'en ignorer certains s'ils contribuent peu aux impacts environnementaux, mais ces connexions sont directes.

Dans une ACV-C les conséquences d'un changement peuvent avoir des impacts sur des processus qui ne sont pas physiquement connectés au produit étudié. Dans le but d'inclure les impacts globaux de ce changement, les frontières du système doivent être ajustées pour inclure ces nouveaux processus affectés par le changement (Weidema, 2003). Pour inclure ces nouveaux processus, les relations de cause à effet d'un changement sur un système doivent être déterminées. L'approche la plus commune est l'identification de process et technologies marginales reflétant les changements du système puis de l'évaluation de leurs impacts sur le marché grâce à des modèles économiques. La production d'un nouveau produit peut avoir un impact sur le marché. Après une perturbation, le marché doit retrouver un point d'équilibre, ceci aux dépens de produits concurrents. Par contre, si seuls les processus affectés par le changement sont inclus dans l'étude, il est possible que des processus ayant des contributions importantes sur les impacts du cycle de vie du sujet de l'étude soient ignorés. En effet, il se peut que les impacts générés par les changements soient insignifiants par rapport à ceux des processus non affectés. Dans ce cas, il est possible que les recommandations de l'étude conséquentielle se focalisent sur des points chauds qui seraient considérés comme seulement minimales dans les impacts provenant d'une étude attributionnelle (Dandres, 2012). Dans ce cas il serait alors sûrement plus intéressant d'essayer de limiter les impacts provenant de l'ACV-A que ceux de l'ACV-C car les bénéfices seront plus importants.

2.2.4 Source d'incertitudes en ACV

Dans les publications traitant des facteurs ayant des impacts sur les résultats d'une ACV, les auteurs font généralement la distinction entre variabilité et incertitude (Huijbregts, 1998; Björklund, 2002; Heijungs and Huijbregts, 2004). La variabilité est le résultat de variations intrinsèques au monde réel alors que les incertitudes proviennent d'erreurs humaines ou de données imprécises (Huijbregts, 1998). La variabilité ne peut donc qu'être observée et quantifiée alors que l'incertitude peut être corrigée et réduite. Dans le cadre de cette étude, le terme incertitude englobera les deux notions.

Malgré les nombreux avantages de l'ACV, cet outil n'est pas exempt de défauts. C'est un cadre permettant d'obtenir une estimation des impacts environnementaux d'un produit, mais dû à la complexité du système "monde", ses résultats contiennent de l'incertitude.

L'incertitude s'imisce parmi toutes les étapes d'une ACV et les preneurs de décisions ne peuvent pas forcément se permettre d'attendre qu'elles soient réduites à zéro, en envisageant que cela soit même possible (Wardekker et al., 2008). Malgré cela, les conséquences d'une décision prise sans avoir l'ensemble des informations à disposition peuvent être importantes,

telles que la mise en place de processus n'ayant pas de bénéfice environnemental réel ou alors induire en erreur le public ciblé par une étude environnementale d'un produit (USEPA, 1995) (Heijungs and Huijbregts, 2004). Pour ces raisons, il est nécessaire d'inclure les incertitudes dans les résultats pour que les décideurs puissent en tenir compte dans leurs choix.

L'analyse d'incertitudes est donc une partie importante d'une ACV. Celle-ci permet d'améliorer la crédibilité des résultats d'une étude. Bien que cette étape soit importante, plusieurs auteurs remarquent qu'elle est mise de côté la majorité du temps (Ross et al., 2002; Finnveden et al., 2009; Imbeault-Tétreault et al., 2013). Ceci est principalement dû au fait de la complexité du système de produit et du manque de directives précises pour mener une analyse d'incertitudes. La norme ISO 14040 recommande l'évaluation des incertitudes pour renforcer la fiabilité et la robustesse des résultats d'une ACV, mais fournit très peu d'informations pour approcher le problème.

Huijbregts (1998) liste six types d'incertitudes ayant des influences sur les résultats d'une étude ACV :

- Les incertitudes des paramètres. Toutes les ACV nécessitent un nombre important de données et chacune de ces données peut contenir de l'incertitude. Ceci peut provenir de mesures imprécises, incomplètes, trop anciennes ou plus simplement juste du manque de données (Huijbregts, 1998; Huijbregts et al., 2003). Pour gérer ce type d'incertitudes, il est recommandé d'utiliser des analyses de propagation de l'incertitude (Heijungs, 1996; Heijungs and Lenzen, 2014), des calculs de logique floue (Beccali et al., 1997) ou des modélisations stochastiques telles que des simulations Monte-Carlo ou hypercube latin (Kennedy et al., 1996).
- Les incertitudes du modèle. Une fois que les données ont été collectées, elles doivent être traitées par un modèle mathématique pour évaluer leurs impacts. Chacun de ces modèles est basé sur des hypothèses et des choix pour approximer au mieux la réalité. Ceci entraîne des différences et donc des incertitudes au niveau des résultats. Par exemple, les caractéristiques spatiales et temporelles des émissions sont perdues lors des agrégations dans l'étude d'inventaire (Huijbregts, 1998). Mais les méthodes s'enrichissent au fur et à mesure de facteurs plus précis et plus représentatifs, tels que les méthodes : ReCipe (Heijungs et al, 2003), IMPACT2002+ (Joliet et al, 2003) ou encore celles en cours de développement IMPACT World+ (Bulle et al., 2012).
- Les incertitudes dues aux choix. Les analystes en ACV doivent faire des choix à chacune des quatre étapes d'une ACV. Pendant la première phase, le choix de l'unité

fonctionnelle, des frontières du système ou des règles d’allocations sont des décisions qui peuvent influencer les résultats. Dans la phase d’inventaire, l’analyste doit faire des choix au niveau des sources de données. Lors de l’analyse de l’impact, la méthode d’évaluation et des facteurs de caractérisation sélectionnés peuvent entraîner des différences au niveau des résultats. Enfin lors de l’interprétation l’analyste doit sélectionner les paramètres qui feront lieu d’étude de sensibilité pour évaluer leur influence sur ces résultats. L’utilisation de standards et de normes, telles que ISO 14040, permet de réduire l’incertitude sur les choix en appliquant des recommandations (Hauschild et al., 2013). Une analyse de scénario permet aussi de déterminer l’impact de ces choix sur les résultats de l’étude ACV (Lindfors et al., 1995).

- La variabilité spatiale. Les systèmes étudiés dans une ACV ne se limitent pas à un site. Les processus peuvent couvrir des zones géographiques très grandes. Par exemple, un processus «ordinateur» peut contenir de l’or provenant de mines africaines et du lithium extrait de mines boliviennes. Ces matériaux seront ensuite transportés jusqu’en Chine pour servir à la fabrication du produit. Finalement, le produit sera transporté jusqu’en France pour y être vendu. Ce processus couvre ainsi quatre continents ayant tous des caractéristiques différentes. De même, les produits chimiques peuvent voyager en fonction des conditions météorologiques ou réagir de façon différente suivant les types de sol, plan d’eau ou végétation. La variabilité de chaque localisation est souvent ignorée dans l’inventaire et l’analyse d’impact (Heijungs, 1996; Lloyd and Ries, 2007).
- La variabilité temporelle. Les données de l’inventaire sont souvent des moyennes annuelles et les variations temporelles inter ou intra-annuelles sont généralement ignorées. Ceci ne permet pas de prendre en compte des phénomènes variant avec le temps. Dans la phase d’évaluation des impacts, la vitesse du vent, la pluviométrie ou les températures, qui ont des conséquences sur les facteurs de caractérisation des impacts, sont ignorées (Guinée et al., 1996). Toujours au niveau de l’évaluation des impacts, certains facteurs, tels que l’impact sur les changements climatiques des CO₂, CH₄ et N₂O, peuvent changer en fonction de l’horizon temporel choisi. Les différences sont dues à la durée de vie des substances, mais ces variations peuvent avoir des impacts sur les décisions.
- La variabilité entre les objets et les sources. Il y a de nombreuses façons de réaliser une action et ceci peut induire de la variabilité sur l’inventaire (Boustead, 1993; Lloyd and Ries, 2007). Par exemple, l’action de transporter en camion un chargement peut être réalisée avec des dizaines de camions différents ayant des moteurs et caractéristiques différentes, ce qui peut faire varier les résultats suivant le module sélectionné dans la base de données. Ceci est d’autant plus vrai dans le cadre du réseau électrique. Ce

dernier est composé d'un nombre important de centrales électriques et chacune d'entre elles est différente. Il n'y a pas deux barrages hydrauliques identiques. L'utilisation de valeurs moyennées pour le processus de production d'électricité par un barrage hydraulique induit des différences avec les émissions réelles. ...

Dans le cadre des ACV-C un septième type peut être considéré. Les incertitudes introduites par le modèle conséquentiel. Puisqu'un modèle ou des données sont utilisés pour identifier les relations de cause à effet de changement dans le système cela rajoute un autre niveau d'incertitudes. En effet, les modèles économiques requièrent eux aussi beaucoup de données et la qualité de ces données peut contenir les mêmes types d'incertitudes qu'en ACV. De même, ces modèles sont construits sur des hypothèses et des choix.

2.2.5 Gestion de l'incertitude en ACV

Pour résoudre la plupart des problèmes causés par l'incertitude en ACV, quatre approches sont suggérées par le Programme des Nations Unies pour l'Environnement (Heijungs and Udo de Haes, 2007) :

- L'approche scientifique en collectant des données supplémentaires et en réalisant des recherches additionnelles pour préciser les paramètres et mécanismes incertains.
- L'approche sociale, en invitant des parties intéressées à partager leurs connaissances pour parvenir à un consensus sur les facteurs de caractérisations.
- L'approche légale, en ayant des institutions et organisations imposant des réglementations ou des normes, ceci permet de mettre en place des méthodologies précises et détaillées.
- L'approche statistique, en utilisant des outils tels que des simulations Monte-Carlo ou des approches analytiques pour obtenir des indicateurs de confiance des résultats.

Les trois premières approches ont pour but de réduire les incertitudes dans les études alors que la dernière quantifie et intègre les incertitudes dans les résultats d'une étude ACV.

Les nombreux paramètres d'une étude ACV n'ont pas tous le même poids sur les résultats. Certains contribuent énormément aux impacts environnementaux alors que d'autres peuvent être presque insignifiants. De même, certains de ces paramètres peuvent avoir une grande incertitude alors que d'autres peuvent être très bien connus et modélisés. Ces deux informations permettent d'établir des priorités pour réduire l'incertitude globale de l'étude comme illustrée dans la figure 2.5. Ceci permet de focaliser les efforts sur les paramètres ayant le plus grand potentiel de faire varier les résultats d'une ACV.

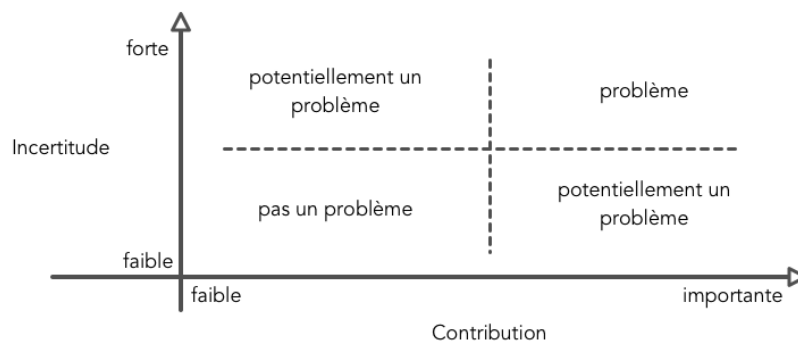


Figure 2.5 Identifier les problèmes dans une analyse d'incertitude. Adapté de Heijungs, 1996

2.2.6 Base de données en ACV

Chaque ACV nécessite une grande quantité d'informations sur le système étudié. Pour simplifier le travail, des bases de données de processus élémentaires sont utilisées. De nombreuses bases de données sont disponibles telles que : ecoinvent, Gabi, ELCD ou encore la USDA LCA database (Frischknecht et al., 2005; GaBi; Joint Research Centre; National Agricultural Library, 1996).

La base de données ecoinvent v2 contient 4000 processus et 1500 types d'émissions (Heijungs and Lenzen, 2014). La version 3, sortie en 2013, contient près de 10 000 processus. Pour chacun de ces processus, les quantités d'entrants et de sortants sont fournies. De plus, des métadonnées, associées aux processus, fournissent des informations sur la source et la validité des données. Ces dernières permettent ainsi d'évaluer l'incertitude des flux présent dans la base de donnée (Weidema et al., 2011).

2.2.7 Gestion de l'incertitude dans la base de données ecoinvent

Dans le cadre des projets mis en place pour étudier les impacts du GSTC la base de données utilisée est ecoinvent. Cette base de donnée utilise une approche semi-quantitative pour évaluer l'incertitude. Weidema and Wesnaes (1996) ont introduit cette méthode pour traiter le jugement d'experts en utilisant une matrice pedigree contenant des indicateurs de qualité. Leur méthode considère deux types d'incertitudes : l'incertitude de base et l'incertitude additionnelle (Henriksson et al., 2014).

Le premier facteur, nommé facteur de base U_b , est obtenu en fonction du type du flux de données en se servant des valeurs du Tableau 2.1. Des travaux récents ont ajusté certaines de ces valeurs en utilisant des distributions différentes pour les calculer (Muller, 2014).

Les indicateurs suivants développés pour évaluer l'incertitude additionnelle des données sont :

- U_1 : Facteur de fiabilité
- U_2 : Facteur d'exhaustivité
- U_3 : Facteur de corrélation temporelle
- U_4 : Facteur de corrélation spatiale
- U_5 : Facteur de corrélation technologique
- U_6 : Facteur lié à la taille de l'échantillon

Grâce aux tableaux 2.2 et 2.3 chacun de ces indicateurs obtient un score compris entre 1 et 5. Par exemple si une des données de l'étude ACV a été mesurée il y a 5 ans alors, d'après la ligne "Corrélation temporelle", la valeur pour le facteur U_3 de cette information est de 1.03. Si les informations ne sont pas disponibles pour une des catégories, alors la note maximale est sélectionnée.

Une fois tous les scores obtenus, un intervalle de confiance à 95% est calculé grâce à la formule suivante :

$$SD95 = e^{\sqrt{(\ln(U_1))^2 + (\ln(U_2))^2 + (\ln(U_3))^2 + (\ln(U_4))^2 + (\ln(U_5))^2 + (\ln(U_6))^2 + (\ln(U_b))^2}}$$

Tableau 2.1 Facteurs d'incertitude de base appliqués par défaut dans la base de données ecoinvent. Adapté de Weidema, et al. 2010

Classes d'entrant ou sortant :	Processus de combustion	Processus	Processus agricoles
Demande en :			
Energie	1,05	1,05	1,05
Services de transport	2,00	2,00	2,00
Infrastructure	3,00	3,00	3,00
Ressources :			
Source d'énergie primaire, métaux, sels	1,05	1,05	1,05
Utilisation des terres, occupation	1,50	1,50	1,10
Utilisation des terres, transformation	2,00	2,00	1,20
Polluants émis à l'eau :			
BOD, COD, DOC, TOC, composés inorganiques		1,50	
Hydrocarbures, hydrocarbures aromatiques polycycliques		3,00	
Métaux lourds		5,00	1,80
Pesticides			1,50
Nitrate, Phosphate			1,50
Polluants émis au sol :			
Huile, hydrocarbures		1,50	
Métaux lourds		1,50	1,50
Pesticides			1,20
Polluants émis à l'air :			
Dioxyde de carbone	1,05	1,05	
Dioxyde de soufre	1,05		
Composés organiques volatiles non-méthaniques	1,50		
Monoxyde dioxyde d'azote, protoxyde d'azote	1,50		1,40
Méthane, ammoniac	1,50		1,20
Hydrocarbures	1,50	2,00	
Particules fines (>10 um)	1,50	1,50	
Particules fines (< 10 um)	2,00	2,00	
Particules fines (<2,5 um)	3,00	3,00	
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	3,00		
Monoxyde de carbone, métaux lourds	5,00		
Émissions inorganiques		1,50	
Radionucléides		3,00	

Tableau 2.2 Valeurs des facteurs de la matrice pedigree selon leur note.

Note	1	2	3	4	5
Fiabilité	1,00	1,05	1,10	1,20	1,50
Exhaustivité	1,00	1,02	1,05	1,10	1,20
Corrélation temporelle	1,00	1,03	1,10	1,20	1,50
Corrélation géographique	1,00	1,01	1,02	-	1,10
Corrélation technologique	1,00	-	1,20	1,50	2,00
Taille de l'échantillon	1,00	1,02	1,05	1,10	1,20

Tableau 2.3 Matrice pedigree utilisée pour définir la qualité des données. Adapté de Weidema et Wesnaes, 1996

Indicateur	1	2	3	4	5	Remarques
Fiabilité	Donnée mesurée et vérifiée	Donnée d'hypothèse et vérifiée ou donnée mesurée et non vérifiée	Donnée estimée et non vérifiée	Estimation ou donnée théorique	Estimation non qualifiée	Vérifiée : publiée officiellement
Exhaustivité	Donnée représentative : 100% des sites	Donnée représentative : > 50% des sites	Donnée représentative : < 50% des sites ou > 50% des sites sur une période plus courte	Donnée représentative : 1 seul site	Représentativité inconnue	Site : site pertinent pour le marché considéré sur une période adéquate pour uniformiser les fluctuations normales
Corrélation temporelle	< 3 ans après 2000	< 6 ans après 2000	< 10 ans après 2000	< 15 ans après 2000	> 10 ans après 2000 Ou âge inconnu	L'année 2000 est l'année de référence.
Corrélation géographique	Donnée de la zone d'étude	Donnée moyenne sur une zone plus large (intégrant la zone d'étude)	Donnée d'une zone plus petite que la zone d'étude ou d'une zone similaire	Donnée d'une zone plus petite que la zone d'étude ou d'une zone légèrement similaire	Donnée d'une zone inconnue ou significativement différente	La similarité est exprimée en terme législatif
Corrélation technologique	Donnée du procédé/matériau étudié et même technologie	Donnée du procédé/matériau étudié et même technologie mais de différentes entreprises	Donnée de procédé/matériau approchant et de même technologie ou donnée de procédé/matériau de l'étude et de technologies différentes	Donnée de procédé/matériau approchant et de technologies différentes ou donnée obtenue en laboratoire et de même technologie	Donnée de procédé/matériau approchant et obtenue en laboratoire et de technologies différentes	Exemple de technologies différentes : turbine à vapeur au lieu d'un moteur à propulsion dans un navire
Taille de l'échantillon	> 100, mesure continue, bilan des produits achetés	> 20	> 10, donnée agrégée dans un rapport environnemental	>= 3	Inconnue	La taille de l'échantillon d'une donnée dans sa source d'information

Ces informations se retrouvent dans la base de données ecoinvent et permettent de proposer des distributions de probabilités pour l’incertitude, de chaque process de la base de donnée, à partir des informations suivantes :

- Le type de distribution : Log-normale, Normale, Triangulaire, Uniforme...
- La valeur médiane
- L’écart type de la distribution

2.2.8 Propagation des incertitudes

Approches statistiques

Deux méthodes stochastiques sont recommandées en ACV : les simulations de Monte-Carlo et les simulations hypercubes latins (Björklund, 2002). La simulation de Monte-Carlo est la méthode la plus utilisée dans les études ACV (Lloyd and Ries, 2007). Cette méthode fait varier tous les paramètres d’une étude en fonction de leur distribution de probabilités. Une fois que toutes les valeurs nécessaires aux calculs ont été sélectionnées de façon aléatoire, un nouveau résultat final est calculé. En répétant cette procédure, un grand nombre de fois, une distribution des impacts environnementaux de l’étude est obtenue. Ceci permet d’obtenir l’incertitude combinée provenant des processus utilisés dans l’ensemble du système étudié (Huijbregts, 1998). Le principal inconvénient de cette méthode est le temps requis pour effectuer des simulations de Monte-Carlo. Les recommandations varient suivant les publications entre 100 (Steen, 1997) et 10,000 itérations (Heijungs and Lenzen, 2014). Mais avec l’augmentation de la puissance de calcul des ordinateurs, le temps de calcul nécessaire est de moins en moins une contrainte importante.

La méthode des hypercubes latins utilise des mécanismes similaires aux simulations de Monte-Carlo, à la seule différence que la distribution de probabilités des incertitudes est divisée en des intervalles de probabilité égale et complémentaires. Une valeur provenant de chaque intervalle est sélectionnée ce qui génère des échantillons aléatoires généralement plus précis (Huijbregts, 1998). Cette deuxième méthode fournit des résultats plus rapidement que l’approche Monte-Carlo, mais n’est pas incluse dans les logiciels d’ACV (Groen et al., 2014).

Approche analytique

La deuxième approche se base sur les propriétés des séries de Taylor utilisées pour approximer des fonctions (Heijungs and Lenzen, 2014; Imbeault-Tétreault et al., 2013; Hong et al., 2010).

La forme générale d'une série de Taylor est la suivante.

$$f(x) = f(a) + \frac{f'(a)}{1!}(x-a) + \frac{f''(a)}{2!}(x-a)^2 + \frac{f^{(3)}(a)}{3!}(x-a)^3 + \dots \quad (2.1)$$

La propriété qui est la plus intéressante pour l'analyse d'incertitude en ACV est la possibilité d'obtenir une estimation de la variance du résultat final en fonction des variances des valeurs en entrée. En effet, si l'on considère la variable arbitraire z fonction de deux autres variables aléatoires x et y alors la variance de z peut être calculée de la façon suivante (Heijungs and Lenzen, 2014).

$$z = f(x, y)$$

Alors dans ce cas

$$\text{Var}(z) = \text{Var}(f(x, y)) \simeq \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)^2 \text{Var}(x) + \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)^2 \text{Var}(y) + \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)\left(\frac{\partial z}{\partial y}\right) \text{Cov}(x)$$

Le principal avantage de cette technique est la rapidité de calcul (Heijungs, 2010). Le deuxième avantage est que peu de données sont nécessaires pour obtenir la variance de l'étude (Groen et al., 2014). En effet, la forme de la distribution de probabilités des paramètres initiaux n'est pas nécessaire pour cette approche, seules les variances sont requises. Ceci simplifie amplement la collecte d'informations.

Par contre, cette méthode ne fournit que la moyenne et la variance des résultats. De plus, il n'y a pas encore de consensus sur les formules et techniques à utiliser avec cette approche (Heijungs and Lenzen, 2014). Enfin, elle est rarement implémentée dans les logiciels de calcul d'ACV et donc plus difficile d'approche (Finnveden et al., 2009).

Quelques autres approches provenant des sciences statistiques sont aussi testées dans le milieu de l'ACV telles que :

- Les ensembles flou (fuzzy sets) (Weckenmann and Schwan, 2001; Mauris et al., 2001; Tan, 2008)
- Les statistiques bayésiennes (Shipworth, 2002; Lo et al., 2005)
- Les statistiques non paramétriques (Heijungs and Kleijn, 2001)
- ou encore les réseaux de neurones artificiels (Wernet et al., 2008)

2.3 Électricité en ACV

La production d'électricité est un processus qui se retrouve dans la majorité des études ACV (Dale and Kim, 2014). Il est indispensable pour faire fonctionner les machines, éclairer

les usines, conserver les aliments... À l'échelle terrestre, l'électricité est générée à 60% par la combustion de matières fossiles, telles que le charbon ou le gaz naturel, et donc émet beaucoup de gaz à effet de serre (GES), mais aussi des particules fines ayant des impacts sur la santé humaine (IEA, 2015). L'électricité est ainsi souvent un point chaud dans les études ACV (Finnveden et al., 2009). Dans notre cas, il est même le centre des études décrites dans la section 2.4. Il est donc important de comprendre le fonctionnement de ce système et sa modélisation en ACV.

2.3.1 Modélisation de l'électricité en ACV

En ACV, le flux électricité d'un processus est la quantité d'électricité consommée par ce processus dans la région où ce processus est réalisé. Comme l'électricité sur le réseau de distribution est un mélange provenant de multiples technologies chaque kilowatt-heure est représenté par un pourcentage de chacune de ces technologies employées dans la région d'étude. Les moyennes annuelles de production de ces installations sont utilisées pour calculer la production moyenne de la région. Cette pratique se retrouve aussi bien dans les guides d'ACV que dans les études réalisées (Iso, 2006; Marriott et al., 2010). De manière plus concrète, l'Alberta a produit 44GWh d'électricité en 2014, dont 55% par des centrales au charbon, 35% par des centrales au gaz naturel, 4% par des fermes éoliennes, 3% provenant de centrales ayant pour combustible la biomasse et 2% grâce à des barrages hydroélectriques. Ainsi, en ACV, chaque kilowatt-heure utilisé en Alberta aura pour impact environnemental : 55% des impacts de 1 kWh généré par une centrale au charbon, 35% des impacts de 1kWh provenant d'une centrale brûlant du gaz naturel et ainsi de suite. En ACV, l'impact de ce kilowatt-heure d'électricité ne variera en aucun cas en fonction de l'heure de la journée ou de la période de l'année.

Cette répartition de l'électricité sur le réseau électrique d'une région est appelée bouquet électrique ou mix électrique.

2.3.2 État des lieux et structure du réseau électrique

Le réseau électrique est la structure permettant la distribution de l'électricité dans une région ou un pays. Il est composé de trois parties : la production, le réseau de transport et le réseau de distribution.

La production comprend l'ensemble des centrales électriques, de la petite turbine à gaz générant quelques dizaines de mégawatts jusqu'aux plus gros barrages hydroélectriques produisant quelques milliers de mégawatts.

Le réseau de transport inclut les équipements nécessaires pour transférer l'électricité produite

par les centrales vers les zones de demande électrique. Ceci inclut les transformateurs utilisés pour augmenter le voltage et les câblages adaptés au transport de l'électricité sur de longues distances avec des pertes minimales.

Le réseau de distribution est la partie connectant les consommateurs au réseau de transport. Elle comprend des installations réduisant le voltage et des lignes électriques appropriées pour la tension de consommation locale.

La North American Electric Reliability Corporation (NERC) est l'entité responsable de la régulation du réseau nord-américain. Comme le montre la figure 2.6, il est composé de quatre interconnexions. La première étant la connexion Ouest incluant la Colombie-Britannique et l'Alberta pour le Canada et tous les états des É.U. compris entre les montagnes Rocheuses et le Pacifique. La seconde est la connexion Est qui comprend le reste du Canada et des États-Unis sauf le Québec et le Texas. Le Texas et le Québec ont leurs propres connexions mineures. Ceci signifie que lors d'étude du réseau électrique, et donc dans notre cas lors d'ACV de la consommation d'électricité, chacune de ces régions doit être considérée comme une entité. Si l'équilibre du réseau dans l'une de ces zones est perturbé, il est possible d'aller jusqu'à une panne généralisée de l'interconnexion, comme lors du blackout de 2003.

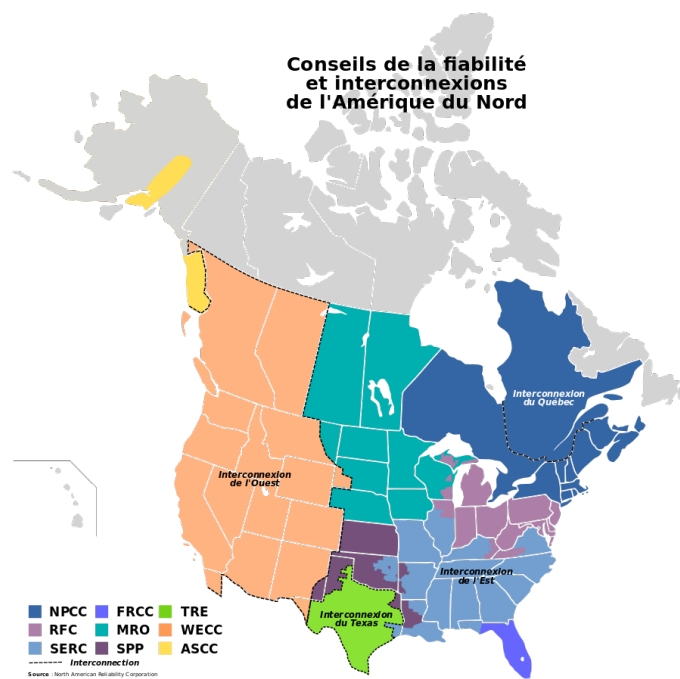


Figure 2.6 Division du réseau électrique nord américain © Bouchecl, 2009. Reproduit avec permission

2.3.3 Intégration des énergies renouvelables sur le réseau

Pour lutter contre le réchauffement climatique, la partie production du réseau électrique évolue en intégrant de plus en plus de nouvelles technologies utilisant des sources d'énergies renouvelables, telles que l'éolien, le solaire, l'hydraulique, ou encore la géothermie. Non seulement ces technologies émettent peu de CO₂ lors de leur utilisation, mais une fois les coûts d'installation amortis elles ont aussi les coûts de production les moins élevés (Irena, 2012). Par contre, certaines de ces sources d'énergies renouvelables ne produisent pas de façon constante de l'électricité. Les panneaux photovoltaïques et les éoliennes sont très sensibles aux conditions météorologiques. Les énergies marémotrices sont plus prévisibles, mais fonctionnent en alternance. Les centrales hydroélectriques sans réservoirs dépendent du courant et donc les conditions météorologiques peuvent faire varier la puissance de la centrale.

Ce problème d'instabilité de la production d'énergie a plusieurs conséquences sur le réseau Grant et al. (2009) :

- Les gestionnaires de réseau doivent s'assurer que des générateurs utilisant des combustibles fossiles soient disponibles pour compenser une potentielle perte rapide de puissance. Ceci limite le nombre de ces installations sur le réseau, car il faut que des centrales puissent combler la demande d'électricité en cas de mauvais temps ou conditions non favorables. L'Ontario Power Authority a par exemple défini, dans une étude de 2006, que leur réseau pouvait supporter jusqu'à 5000 MW d'énergie éolienne (Source OPA, 2013).
- Des variations imprévues peuvent entraîner des contraintes sur les équipements atteignant leurs limites de sécurité. Les équipements secondaires ne peuvent donc jamais être utilisés à leur pleine capacité, pour prévenir leur surcharge le temps que le générateurs conventionnels se mettent en ligne, car c'est surcharges entraînerait des usures non planifiées.
- Des changements au niveau de la production par ces sources intermittentes peuvent surcharger des zones sur le réseau de transmission

Les fournisseurs doivent donc prédire leur production d'électricité nécessaire pour répondre aux clients du réseau. De manière générale, les gestionnaires de réseau utilisent des prévisions pour la journée suivante et des prévisions pour les quinze prochaines minutes (Glover et al., 2011).

Deux types de modèles de prévision sont utilisés par les fournisseurs d'électricité. Le premier est un modèle basé sur les lois de la physique et fournit des informations calculées grâce à des équations mathématiques modélisant les conditions météorologiques et leurs impacts sur le réseau. Le second est un modèle statistique basé sur les données historiques du réseau. Le

modèle physique est plus efficace à prédire des événements exceptionnels, alors que le modèle statistique fournit de meilleurs résultats sur des événements ordinaires. La combinaison des deux types de prédictions permet aux producteurs d'électricité d'anticiper les variations de la demande, de la production et de la distribution sur le réseau et ainsi maintenir la qualité du service tout en limitant la surproduction (Glover et al., 2011).

2.3.4 Équilibre de charge sur le réseau de distribution d'électricité

Comme décrit dans la section 2.1.2, les centres de données sont très énergivores, avec certaines de ces installations consommant plus d'électricité que les villes dans lesquelles elles sont situées. Ce qui veut dire que lorsqu'on envisage la possibilité de déplacer les puissances de calcul, comme dans le projet GSTC, pour utiliser l'énergie la plus propre et ainsi réduire les impacts environnementaux, cela revient éventuellement à éteindre et allumer l'équivalent de villes entières. Ceci aura un impact sur l'équilibre du réseau et doit être pris en compte dans l'ACV de ces installations, car les conséquences de ces déséquilibres doivent être imputées au processus étudié. Un des risques principaux est de créer une surcharge de demande sur une partie du réseau de distribution et ainsi, potentiellement, des pannes sur l'ensemble du réseau. Pour pouvoir optimiser l'ensemble du système, il faut prendre en compte les deux côtés du problème. Les centres de données doivent minimiser leurs impacts de consommation d'énergie et les producteurs d'énergie doivent équilibrer le réseau (Wang et al., 2014).

Les quatre principales contraintes d'optimisation des centres de données sont (Wang et al., 2014) :

1. La charge de travail, soit la quantité de tâches que le centre de données doit traiter à chaque instant.
2. La qualité du service, qui correspond au temps d'attente que fournisseur de service peut se permettre pour répondre aux demandes de ses clients.
3. Le nombre de serveurs, soit la quantité de serveurs disponibles dans le centre de données.
4. La consommation d'énergie, qui doit être minimisée pour des raisons économiques ou environnementales.

Du côté des fournisseurs d'électricité, les objectifs sont d'éviter la surcharge du réseau de distribution et de leurs installations de production ainsi que de limiter la surproduction. La principale contrainte étant que la somme de la demande électrique du centre de données et de

la demande des autres consommateurs de la zone doit être inférieure à la capacité du poste de transformation électrique local (Wang et al., 2014). La demande des consommateurs varie en fonction de l'heure de la journée et du comportement des habitants. De façon générale, les pics de demande sont le matin et le soir lorsque la population se lève et rentre du travail. Cette demande ne peut être évitée, mais la puissance de travail des centres de données peut plus facilement être déplacée pour minimiser le stress sur le poste électrique local.

Avec une double optimisation de ce type, Wang et al. (2014) ont réussi à simuler une augmentation de 12 % de la stabilité du réseau et une diminution de 46 % des coûts d'énergie des centres de données. Leurs travaux se focalisent sur la réduction des coûts engendrés par la consommation électrique des centres de données, les mêmes principes peuvent être appliqués, mais avec pour objectif de minimiser les impacts environnementaux.

2.3.5 Sources d'incertitudes induites par la structure du réseau électrique

L'aspect temporel est important pour l'étude de la distribution d'électricité. L'offre et la demande sont en mouvement permanent. Le réseau électrique n'est pas un simple système linéaire. Lorsque celui-ci a besoin de plus d'énergie, certaines sources d'électricité sont plus adaptées que d'autres pour répondre à cette demande supplémentaire. La figure 2.7 présente un exemple de classification des centrales électriques en trois catégories en fonction de leur période d'utilisation.

- Les centrales de production de base : ce sont les centrales les plus fiables, les plus rentables et pouvant fonctionner à pleine puissance sur de longues périodes telles que les centrales nucléaires, hydroélectriques ou géothermiques
- Les centrales pour la production intermédiaire : cette charge est fournie par des centrales plus coûteuses, mais facilement modulables telles que les centrales à cycle combiné au gaz naturel, les installations au diesel ou même certaines installations au charbon Lew et al. (2013). On y retrouve aussi des installations telles que les fermes éoliennes ou photovoltaïques qui ne sont pas assez constantes pour servir de base et pas assez fiables pour garantir un surplus d'énergie pendant les pics.
- Les centrales pour les pics de demande : ce sont des installations qui peuvent produire un surplus d'énergie rapidement pour répondre à des sursauts de demande. Elles sont souvent chères à faire fonctionner et de plus petite taille. Les turbines au gaz naturel ou les stations de pompage-turbinage sont des exemples d'installation tombant dans cette catégorie (Bollen and Hassan, 2011).

Ces variations se retrouvent minimisées lorsque la production électrique est observée seule-

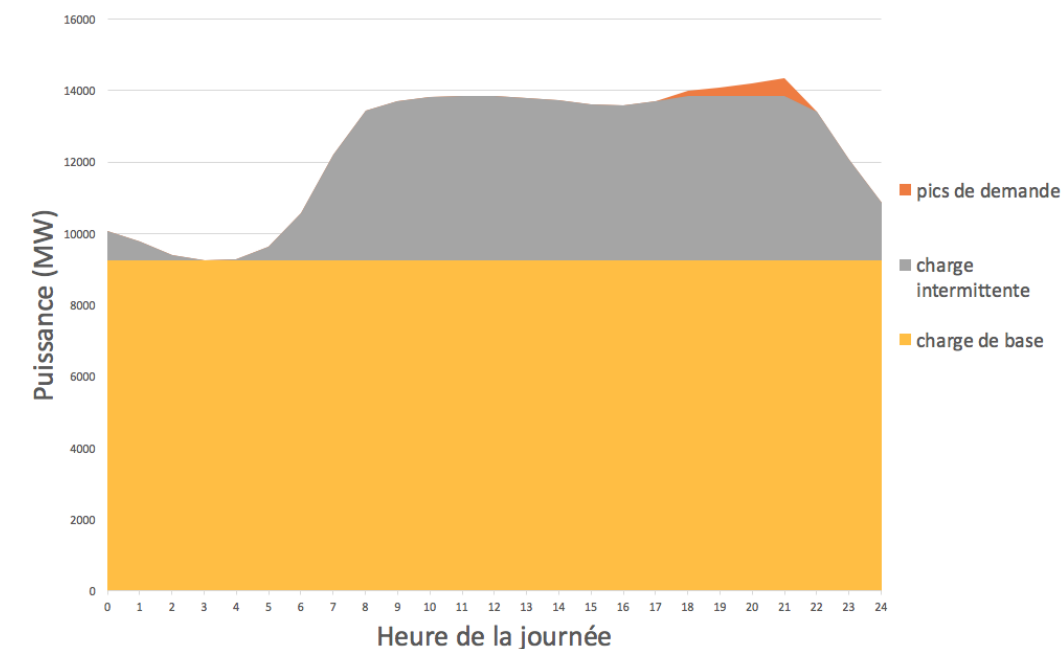


Figure 2.7 Exemple de distribution de charge basé sur les données de la journée du 2 mai 2016 de Independent System Operator New England

ment sur une échelle annuelle ou même mensuelle. La composition du bouquet électrique lors des heures de pointe peut entraîner des impacts environnementaux significativement différents de ceux qui seraient obtenus avec un mix électrique moyen (Maurice et al., 2014). En utilisant une échelle horaire, la variabilité journalière des émissions est ainsi plus importante, due à tous les changements possibles sur le réseau pendant la journée, mais plus représentative, surtout dans l'optique d'une gestion des impacts environnementaux (Maurice et al., 2000).

Les pertes électriques sur les réseaux sont aussi un phénomène non négligeable, mais extrêmement difficile à quantifier de façon précise. En dehors des pertes lors des processus de transformation de l'énergie originale en électricité on retrouve des pertes thermiques induites par le transport et les différentes conversions de cette électricité. Ces pertes varient en fonction de la distance parcourue, des matériaux utilisés, mais aussi de la température et donc le pourcentage de perte a lui aussi un aspect temporel (Bollen and Hassan, 2011). Celles-ci se retrouvent en majorité au niveau du réseau de distribution, mais une partie est aussi perdue sur le réseau de transport (Glover et al., 2011). Lors de l'ACV considérant l'ensemble du réseau électrique d'une région norvégienne, il a été estimé qu'environ 20% des impacts sur les changements climatiques proviennent des réseaux de transport et distribution (Arvesen et al., 2015). Pour obtenir un impact environnemental plus réaliste d'un processus de consommation

d'électricité il est donc nécessaire de considérer le réseau électrique dans son ensemble et non juste la partie production.

2.4 Revue des potentielles sources d'incertitudes des analyses environnementales dans le cadre du projet GSTC

Trois modèles ont été développées par le CIRAIG en collaboration avec les partenaires du projet GSTC avec pour but de quantifier les impacts environnementaux du projet.

La première méthodologie, décrite dans le mémoire de Vandromme (2014), est une approche combinant une ACV prospective et conséquentielle avec un modèle économique. De multiples scénarios prédisant la croissance des centres de données dans le futur ont été insérés dans un modèle économique du système énergétique nord-américain. Ceci permet d'obtenir les mix électriques répondant à la demande future des CTD. Enfin, en réalisant une ACV de ces résultats, l'impact des différents scénarios a été obtenu. Les résultats de cette étude indiquent que les sources d'électricité marginales sont le gaz naturel et le charbon.

La deuxième approche, décrite dans Maurice (2015), est d'incorporer des aspects temporels dans une ACV-A de la consommation d'électricité. Grâce à des données historiques de production, d'importation et d'exportations sur trois provinces canadiennes, un modèle estimant les impacts heure par heure de la consommation d'électricité a été créé. En travaillant avec des données horaires au lieu de données moyennées sur l'année, la précision du calcul des impacts environnementaux attribués à la consommation électrique des serveurs informatiques augmente.

Finalement, la méthode détaillée dans Dandres et al. (2014) est une approche utilisant l'ACV conséquentielle. En se servant des données historiques de production des provinces canadiennes, les facteurs d'émission de l'électricité marginale ont été calculés. Ceci permet d'évaluer l'impact à court terme d'une migration de la charge de calcul des centres de données d'une région à l'autre. Grâce à une AVC-C rétrospective, il est possible d'évaluer les impacts environnementaux qui auraient été évités en minimisant les émissions de l'électricité marginale. De même, grâce à une ACV-C prospective, il est possible de minimiser ces émissions en prédisant les technologies marginales sur le court terme. Les résultats obtenus par cette méthode combinés avec ceux d'une ACV attributionnelle classique des centres de données donnent des impacts environnementaux plus justes et plus proches de la réalité.

Dans ce mémoire, seules les approches présentées dans Maurice (2015) et Dandres et al. (2014) seront étudiées, car les résultats provenant du mémoire de Vandromme (2014) se basent sur un modèle économique sur lequel nous n'avons pas de contrôle.

Maurice (2015) présente une méthode pour inclure l'aspect temporel des processus de production et consommation de l'électricité en ACV. Cette méthodologie a été développée dans le cadre du projet GSTC, mais en considérant comme cas d'étude une installation d'un réseau de centres de données limité à seulement trois provinces canadiennes : l'Alberta, l'Ontario et le Québec. Grâce à cette approche, des bouquets électriques horaires tenant compte des échanges des importations et des exportations avec les régions adjacentes pour chacune des trois régions ont pu être mis en place. Ceci permet d'obtenir des résultats plus réalistes que ceux calculés en se basant sur une moyenne annuelle. Pour effectuer cette étude, Maurice (2015) a donc collecté des données de production provenant de différentes sources, en fonction des provinces étudiées : directement des producteurs pour l'Alberta et l'Ontario, de Statistique Canada pour le Québec et d'autres sites gouvernementaux pour les états/provinces adjacents au Québec. Au niveau des recommandations, Maurice (2015) suggère de vérifier la cohérence des données provenant de Statistique Canada en comparaison avec les données distribuées par les producteurs. Une disparité entre les deux sources introduirait de l'incertitude au niveau des calculs des impacts environnementaux. Une seconde source d'incertitude sur la qualité des données provient du fait que les informations fournies par Statistique Canada et par les opérateurs des réseaux électriques ne contiennent pas les centrales électriques ayant une puissance de production inférieure à 20MW. Individuellement, ces stations de moins de 20MW n'ont pas une importance significative sur un réseau de plusieurs milliers de mégawatts, mais l'addition d'une multitude de ces installations peut commencer à avoir plus de poids sur les impacts environnementaux du bouquet électrique de la région surtout si elles fonctionnent grâce à des énergies fossiles.

Dans les deux études de Maurice (2015) et Dandres et al. (2014) des processus de production d'électricité, provenant de la base de données ecoinvent, ont été utilisés pour calculer les impacts environnementaux des bouquets électriques obtenus. Comme expliqué dans la section 2.2.7, ces processus ont des métadonnées associées contenant des informations sur leur incertitude. De nouveaux calculs tenant compte de la part d'incertitude peuvent donc être faits, comme le recommande la norme Iso (2006). Ceci augmenterait la confiance dans ces résultats.

2.5 Résumé de la problématique de recherche

Les projets de Maurice (2015) et de Dandres et al. (2014) ont calculé les impacts environnementaux liés à la consommation d'électricité dans certaines provinces canadiennes. Pour cela, de nouvelles approches pour modéliser l'électricité en ACV ont été proposées. Mais la part d'incertitude des résultats obtenus a été mise de côté pour ce projet de recherche. De plus, un certain nombre de choix ont dû être faits pour mettre en place leurs modélisations de la production d'électricité et obtenir la composition des bouquets électriques.

Ce projet a donc pour but de tester la robustesse des conclusions générées par les modèles mis en place dans les études de Maurice (2015) et Dandres et al. (2014) en étudiant l'incertitude des résultats obtenus. Ceci afin d'évaluer la confiance qu'il est possible de leur accorder.

CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

3.1 Objectif principal et sous-objectifs

3.1.1 Objectif principal

Modéliser les incertitudes sur les résultats obtenus par des modèles d'ACV-A et ACV-C temporelles évaluant les impacts environnementaux de la consommation d'électricité de serveurs informatiques dans le cadre du projet GSTC

3.1.2 Sous-objectifs

1. Évaluer les incertitudes liées aux données ecoinvent utilisées pour le calcul des impacts environnementaux des bouquets électriques horaires des provinces de Québec, de l'Ontario et de l'Alberta.
2. Évaluer les conséquences des incertitudes sur les modèles attributionnels et consécutifs de prise de décision identifiant de façon horaire la province où l'électricité est produite avec le moins d'impacts sur l'environnement.
3. Évaluer les conséquences de la qualité des sources de données fournies par les opérateurs des réseaux électriques et par Statistique Canada sur la modélisation du bouquet électrique horaire de la province de Québec.
4. Évaluer l'incertitude sur la précision du bouquet électrique due à l'exclusion des centrales électriques ayant une capacité de production inférieure à 20MW.
5. Évaluation de l'incertitude provenant de l'agrégation géographique lors de la modélisation du réseau électrique.

3.2 Méthodologie

La méthodologie se divise en deux parties. Dans un premier temps, les données et les modèles utilisés dans les ACV-A et ACV-C temporelles sont étudiés pour y identifier des sources d'incertitudes, quantifier cette incertitude et évaluer les conséquences de ces incertitudes sur les résultats. Dans un deuxième temps, une modélisation du réseau de production et de distribution d'électricité est mise en place pour tester les conséquences sur la production d'électricité géographique de l'emplacement des points de demande en électricité. Les principales étapes pour répondre aux objectifs sont présentées dans la figure 3.1 et détaillées dans les sections suivantes.

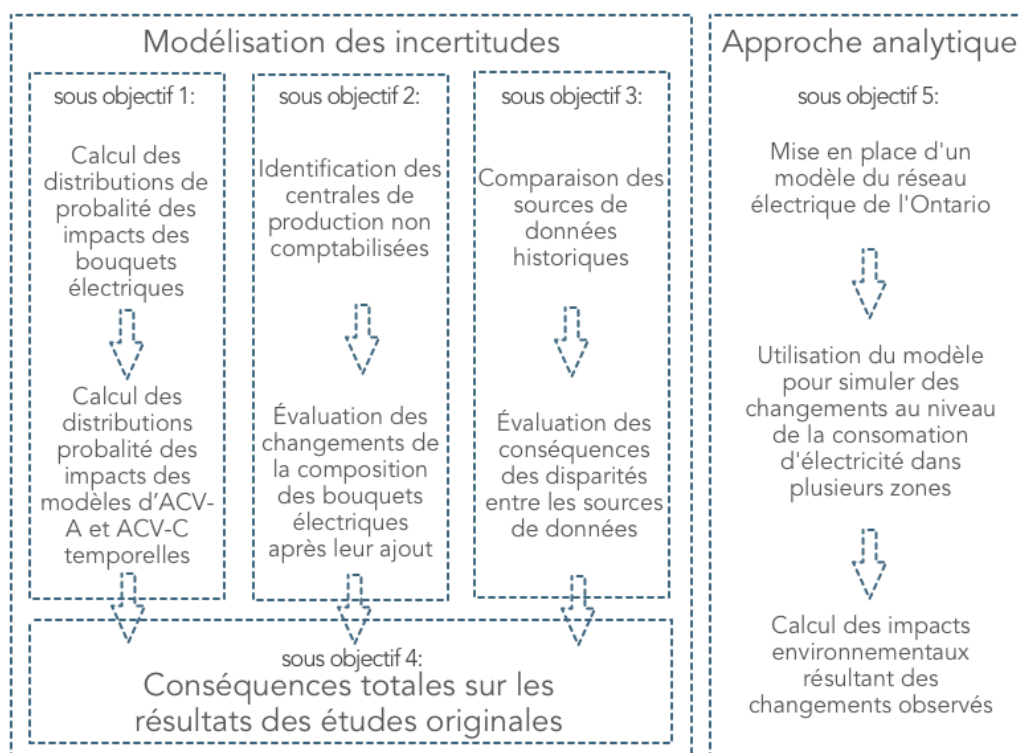


Figure 3.1 Résumé de la méthode © C.V.S. Étudiant, 2016.

3.2.1 Évaluation des incertitudes des données ecoinvent utilisées pour les bouquets électriques horaires

Dans cette première section, des simulations de Monte-Carlo sont réalisées pour générer des distributions de probabilités des impacts environnementaux de la consommation d'électricité. Cela consiste à réaliser des séries d'analyses en faisant varier de façon aléatoire certains paramètres. Cette approche permet d'obtenir des distributions de probabilités des impacts environnementaux des processus utilisés lors des études originales. Par la suite, ces distributions de probabilités sont utilisées pour en générer de nouvelles représentant les compositions des bouquets électriques régionaux en fonction de l'heure.

Les modèles attributionnels et consécutiels décrits dans la section 2.4 sont construits à l'aide de nombreux processus pour représenter les différentes technologies employées lors de la production d'électricité. Dans le modèle attributionnel des processus provenant de la base de données ecoinvent 2.2 ont été utilisés. Quant à lui, le modèle consécutiel utilise une combinaison de processus équivalents provenant de la base de données ecoinvent 3.1.

Pour l'évaluation de l'incertitude sur l'inventaire, le choix a été fait de travailler à partir des

données de la base ecoinvent 2.2 bien que la version 3.1 soit maintenant disponible. En effet, des erreurs au niveau de la prise en compte de l'incertitude de certains processus empêchent de réaliser des simulations de Monte-Carlo avec les données d'ecoinvent 3. Concrètement, les moyennes et les médianes d'impacts calculés à partir de simulation de Monte-Carlo pour certaines catégories d'impacts sont négatives alors que les impacts obtenus directement sans simulation MC sont positifs. L'annexe A présente des résultats obtenus avec une simulation de Monte-Carlo avec ecoinvent 3.1. Ce problème est connu par l'équipe d'ecoinvent et devrait être résolu dans la version 3.2.

Ne pouvant réaliser d'analyse de Monte-Carlo avec les processus d'ecoinvent 3.1, les 9 processus du modèle attributionnel (ecoinvent 2.2) ont été utilisés pour les analyses d'incertitudes des deux modèles. Ceci permet de comparer les études et modèles sur une base commune. Les processus utilisés sont présentés dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 Processus de production électrique de la base de données ecoinvent 2.2.

Source électrique	Processus ecoinvent 2.2
Charbon (Ontario, Québec)	Electricity, hard coal, at power plant/NPCC U
Charbon (Alberta)	Electricity, hard coal, at power plant/WECC U
Gaz Naturel (Ontario, Québec)	Electricity, hard coal, at power plant/NPCC U
Gaz Naturel (Alberta)	Electricity, natural gas, at power plant/WECC U
Nucléaire	Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U
Hydro	Electricity, hydropower, at reservoir power plant, non alpine regions/RER U
Pétrole	Electricity, oil, at power plant/UCTE U
Biomasse	Electricity, at cogen 6400kWth, wood, emission control, allocation energy (CH)
Éolien	Electricity, at wind power plant 800kW/RER U

Parmi les données fournies par les producteurs d'électricité on retrouve les technologies : nucléaire, hydraulique, charbon, gaz naturel, éolien et une catégorie nommée "Other". Celle-ci étant un mélange de technologies restantes dans la région (biomasse, pétrole...). Les choix de modélisation dans les précédents modèles n'avaient pas été exactement les mêmes pour cette catégorie "others", la répartition des technologies utilisées lors de la mise en place du modèle conséquentiel a été réutilisée pour les deux provinces :

- pour l'Alberta la catégorie "other" est représentée par un mix 98% de biomasse et 2% de pétrole
- pour l'Ontario la catégorie "other" est représentée par un mix de 80% biomasse et 20% pétrole

Toutes les analyses et simulations ont été réalisées dans OpenLCA avec la même méthode d'impact que dans les études originales, IMPACT2002+. Deux fichiers ont été générés pour chacun des processus : un fichier d'impact et un fichier de simulation Monte-Carlo. Le fichier d'impact contient les valeurs d'impact au niveau dommage des processus de production d'électricité comme ceux utilisés dans les études de Maurice (2015) et Dandres et al. (2014). Pour les simulations Monte-Carlo : 3000 itérations ont été réalisées pour la production de 1kWh et ceci pour les 9 processus choisis précédemment. Afin de déterminer le nombre d'itérations idéal lors des simulations de Monte-Carlo, des tests ont été effectués pour le processus "Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U" avec 3 nombres d'itérations différentes : 3000, 5000 et 10 000 itérations. Les distributions de probabilités obtenues dans les trois simulations sont similaires avec des différences de moins de 0.5% pour ce qui est des moyennes et des écarts types des distributions de probabilités. Ainsi, un nombre de 3000 itérations a été jugé suffisant, et retenu pour l'ensemble des simulations de Monte-Carlo, étant donné qu'un nombre plus important d'itérations ne contribue pas sensiblement à améliorer les résultats alors qu'il nécessite un temps de calcul beaucoup plus important (une comparaison des différentes itérations de simulation de MC se retrouve en annexe B).

Un test de stabilité des résultats est aussi réalisé en générant 10 fois des simulations de Monte-Carlo du processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC" avec OpenLCA. La variabilité des moyennes, médianes et intervalles de confiance à 95% est ensuite calculée pour confirmer que les informations obtenues avec 3000 itérations restent sensiblement similaires. Un tableau présentant ces résultats se retrouve en annexe C. Une analyse simple du processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC" est aussi réalisée avec la méthode Impact 2002+ dans OpenLCA. Ceci permet de placer les résultats d'une analyse simple dans les distributions de probabilités et la comparer aux médianes et moyennes de ces distributions de probabilités (un tableau comparatif se retrouve en annexe D).

Ensuite, en utilisant le langage de programmation R et l'interface RStudio les distributions de probabilités des impacts environnementaux de la production d'électricité de l'Ontario et l'Alberta ont été recalculées sur une période de trois ans à l'aide des données collectées auprès des producteurs d'électricité. Pour chaque bouquet électrique d'une région, les impacts sont recalculés en prenant de façon aléatoire une valeur provenant des distributions de probabilités générées par les simulations de Monte-Carlo pour chaque technologie. En répétant ce processus 3000 fois une distribution de probabilité d'impacts est générée pour chacun des mix d'électricité sur le réseau de distribution à un instant donné. Le listing 3.1 présente le code utilisé pour obtenir ces distributions de probabilités pour la province de l'Ontario. Pour chaque heure H, la quantité de MWh produits par la technologie nucléaire est multipliée par l'impact environnemental de la technologie nucléaire. Pour ce faire, la fonction 'sample'

dans R qui prend de façon aléatoire des valeurs dans une série est utilisée. En configurant la fonction `sample` comme suit : `sample(uncertainty$nuclear, 1, replace = TRUE)` une valeur est sélectionnée au hasard dans la série des impacts possibles (générés lors des simulations de Monte-Carlo) pour 1kWh d'énergie nucléaire. On additionne ensuite les impacts de chaque technologie et les divise par la production totale de MWh pour l'heure H. Cette opération est répétée 3000 fois pour chaque heure H. La matrice obtenue contient donc 3000 valeurs potentielles pour l'impact environnemental d'un 1kWh d'électricité dans l'Ontario pour toutes les heures sur l'intervalle de temps étudié.

Listing 3.1 Code R pour calculer les impacts de bouquets électriques de l'Ontario

```
for(h in 1:nrow(ontario)){
  for(n in 1:3000){
    matontario[h,n] <-
      ontario$Nuclear[h]*sample(uncertainty$nuclear,1,replace=TRUE) +
      ontario$Coal[h]*sample(uncertainty$coal,1,replace=TRUE) +
      ontario$Gas[h]*sample(uncertainty$nat_gas,1,replace=TRUE)+
      ontario$Hydro[h]*sample(uncertainty$hydro,1,replace=TRUE) +
      ontario$Wind[h]*sample(uncertainty$wind,1,replace=TRUE)+
      ontario$Other[h]*(0.8*sample(uncertainty$wood,1,replace=TRUE)+
        0.2*sample(uncertainty$oil,1,replace=TRUE))
    matontario[h,n] <- matontario[h,n]/ontario$Total[h]
  }
}
```

À partir de ces nouvelles distributions de probabilités et du package « `matrixStats` » de R un intervalle de confiance à 95% est déterminé en obtenant les valeurs des quantiles 2.5 et 97.5. `rowQuantiles(matontario, probs = c(0.025, 0.975))` Les valeurs moyennes et médianes de ces distributions de probabilités sont obtenues grâce aux fonctions `rowMeans` et `rowMedians`. Les deux valeurs sont générées, car elles sont facilement calculables pour chacune des distributions de probabilités, mais pour des distributions de probabilités asymétrique la médiane est plus représentative de la tendance centrale (NRCS).

Enfin, le mode est aussi calculé. Le mode est la valeur la plus fréquemment observée dans une série de données. D'un point de vue graphique, cela correspond au sommet d'une distribution de probabilités. La figure 3.2 indique comment ces valeurs permettent d'observer l'asymétrie des distributions de probabilités. Comme il n'y a pas de formule mathématique pour calculer le mode dans une distribution de probabilités continue, la librairie « `modeest` » est utilisée. Plusieurs méthodes sont disponibles dans cette librairie, mais la méthode « `asselin` » est la

méthode retournant les résultats les plus proches de l'identification graphique, en obtenant la valeur de x pour le sommet des courbes de distributions, effectuée sur des distributions de probabilités de cette étude. Cette méthode est basée sur l'algorithme décrit par Asselin de Beauville (1978).

```
ModeOntario <- apply(matontario[, 1, mlv, method = "asselin")
```

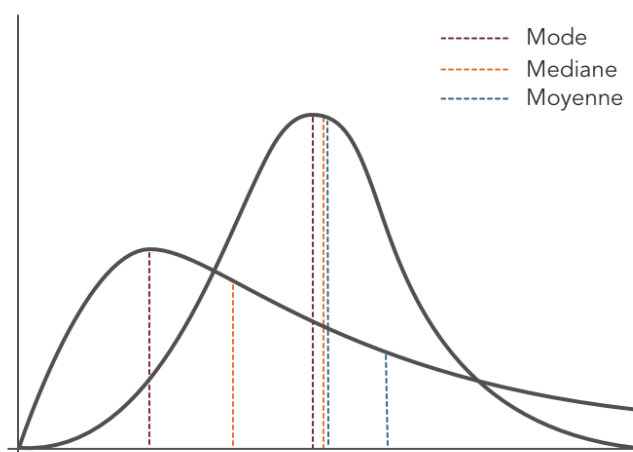


Figure 3.2 Exemple de la moyenne, médiane et mode pour différentes distribution de probabilités © C.V.S. Étudiant, 2016.

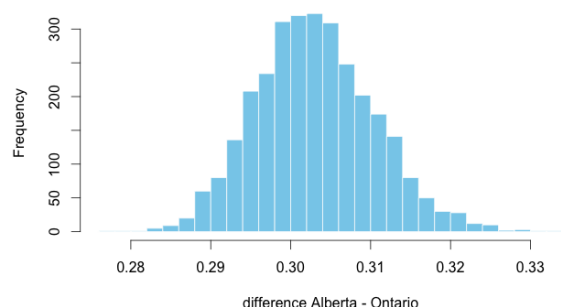
Tous ces calculs sont répétés pour les quatre catégories dommages de la méthode Impact 2002+ : changement climatique, raréfaction des ressources, santé humaine et qualité des écosystèmes.

3.2.2 Évaluation des incertitudes du modèle attributionnel de prévision d'impact horaire de l'électricité

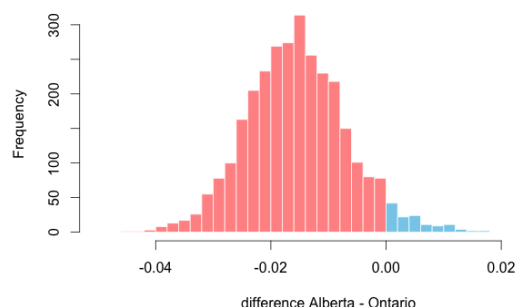
Lors de la mise en place du modèle attributionnel, les bouquets électriques du Québec ont été extrapolés à partir des profils horaires de demande du Nouveau-Brunswick, de la production mensuelle québécoise, ainsi que les données d'importation et d'exportation des régions entourant le Québec. Ensuite des bouquets électriques horaire moyens par mois ont été calculés. En utilisant la même approche que pour les données de l'Ontario et de l'Alberta, calculées précédemment, des distributions de probabilités des impacts environnementaux pour l'électricité moyenne par heure et par mois dans cette région sont ainsi obtenues. Ensuite, les distributions de probabilités des trois régions sont comparées entre elles pour les quatre catégories d'impacts. Pour cela de nouvelles distributions de probabilités sont générées en effectuant des séries de 3000 tirages aléatoires d'une valeur d'impact provenant de la région 1 moins une

valeur d'impact de la région 2. Le pourcentage de valeurs positives de cette distribution indique la probabilité que l'électricité provenant de la région 1 ait des impacts plus importants que celle de la région 2 au même instant.

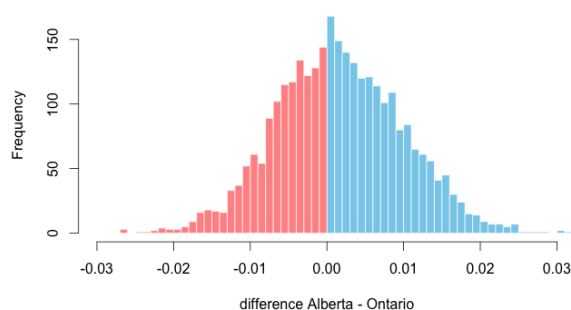
La figure 3.3 présente les trois configurations possibles pour la différence entre la province de l'Alberta et la province de l'Ontario pour les impacts sur les changements climatiques. Dans la distribution (a) 100% du temps les impacts de l'Alberta sont plus importants que les impacts de l'Ontario. Il n'y a donc pas d'incertitude dans la prise de décision. Pour la distribution (b), les impacts de l'Ontario sont plus importants à 86% du temps. On peut donc considérer que dans cette situation même s'il y a une chance que les résultats s'inversent, cette probabilité reste faible. Enfin pour certaines distributions de probabilités, comme la (c), les impacts de l'Alberta sont seulement à 57% du temps plus importants que ceux de l'Ontario. Dans ce cas-là il est difficile de sélectionner une région par rapport à l'autre de façon sûre.



(a) distribution 1



(b) distribution 2



(c) distribution 3

Figure 3.3 Différences entre l'Alberta et l'Ontario pour les impacts sur les changements climatiques.

3.2.3 Évaluation des incertitudes du modèle conséquentiel de prévision d'impact d'électricité marginale

Pour tester le modèle de prévision mis en place pour sélectionner la meilleure région en fonction de son électricité marginale la même approche est utilisée. Les distributions de probabilités des impacts sur les changements climatiques pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario sont calculées en utilisant le même code R que précédemment. Dans les études originales les bouquets électriques horaires de journées moyennes ont été calculées pour les 12 mois de l'année. Ainsi pour obtenir les distributions de probabilités moyennes par heure pour chaque mois, des matrices intermédiaires sont utilisées pour regrouper les distributions de probabilités horaires entre elles. 864 matrices intermédiaires sont ainsi obtenues (3 ans * 12 mois * 24 heures) avec chacune entre 28 et 31 distributions de probabilités horaires suivant le mois. Un tirage est effectué en prenant une valeur dans chacune des distributions de probabilités de façon aléatoire. La moyenne de cette trentaine de valeurs est calculée puis stockée dans une nouvelle matrice. Ce calcul est réalisé 3000 fois pour recréer une nouvelle distribution de probabilités pour les 864 cas étudiés. Avec l'aide des mêmes outils décrits précédemment, l'écart, la moyenne et le mode de ces distributions de probabilités sont obtenus. Ces informations sont utilisées pour tester si l'on retrouve des situation dans le modèle où sur une période de temps T

$$\mu_{\text{Ontario}} > \mu_{\text{Alberta}} \quad (3.1)$$

mais que pour le même instant T

$$\mu_{\text{Ontario}} - 2\sigma_{\text{Ontario}} < \mu_{\text{Alberta}} + 2\sigma_{\text{Alberta}} \quad (3.2)$$

(avec μ = la moyenne et σ = l'écart type des distributions de probabilités générées par les simulations de Monte Carlo pour les bouquets électriques horaires.)

Ceci signifie que les deux courbes se chevauchent et donc qu'il y a une zone d'incertitudes au niveau du choix à faire. Il est possible que deux tirages d'impacts arrive à deux conclusions différentes.

Ensuite pour tester le taux de recouvrement de ces distributions de probabilités, une nouvelle distribution de probabilités est créée en effectuant des tirages aléatoires d'une valeur provenant des impacts de l'Alberta moins une valeur provenant des impacts de l'Ontario. Dans ces nouvelles distributions de probabilité le pourcentage de valeur positive correspond à la probabilité que le bouquet électrique de l'Alberta soit plus impactant que celui de l'Ontario.

Une dernière évaluation à été réalisée dans cette section en comparant les impacts sur les changements climatiques obtenus avec les processus ecoinvent 3.1 dans l'étude original et ceux avec les processus ecoinvent 2.2 dans ce mémoire.

3.2.4 Évaluation des incertitudes dues aux centrales électriques manquantes.

Lors de la mise en place des deux modèles attributionnels et conséquentiels, les données n'incluent pas les centrales de production d'électricité ayant une capacité de production inférieure à 20MW. Cette section présente l'approche utilisée pour répondre aux questions suivantes : quelle est la quantité de centrales électriques non prise en compte ? quelles sont les technologies utilisées par ces centrales ? et quelles sont les conséquences de leur omission sur la composition des bouquets électriques horaires et donc leurs impacts environnementaux ?

La liste des installations de productions d'électricité du Canada est, dans un premier temps, collectée grâce à des requêtes sparql sur la base de données Enipedia (Code en Annexe G). Cette base de données fournit des informations sur le type d'énergie primaire utilisé, la capacité de production et les coordonnées géographiques de centrales électriques à travers le monde entier.

En recoupant ces informations avec la carte des centrales électriques disponible sur le site powerforthefuture.ca, centralisée par l'Association Canadienne de l'Électricité, et la carte de pollution des centrales électriques nord-américaines, produite par la commission de coopération environnementale, les centrales électriques alimentant des réseaux autonomes sont identifiées. Les centrales non reliées au réseau principal ont pour paramètre un type de carburant « off-grid » sur la carte de l'Association Canadienne de l'Électricité. De plus, pour les centrales n'ayant pas cette information et dont la position est très éloignée du réseau, une vérification visuelle a été effectuée grâce aux images satellites disponibles sur Google Map en vérifiant si des lignes à haute tensions les connectaient au réseau principal. Comme ces installations des réseaux autonomes ne participent pas aux différents bouquets électriques régionaux, elles sont retirées de la liste.

Les installations rattachées aux réseaux ayant une capacité de production de moins de 20MW sont ensuite isolées et comptabilisées en fonction de leurs technologies et de leurs régions. La part de capacité de production provenant de ces petites centrales est ensuite agrégée par technologie. Ceci permet d'évaluer l'importance de ces installations dans chacun des réseaux régionaux.

Comme la production horaire ou même annuelle de ces centrales électriques est inconnue, deux scénarios sont considérés pour calculer la nouvelle composition du bouquet électrique après

l'addition des centrales à faible capacité. Dans le premier scénario, la totalité de la capacité de production d'électricité des centrales identifiées a été ajoutée aux bouquets électriques. Il est éventuellement possible que toutes ces centrales de tailles réduites fonctionnent à pleine puissance pour certaines heures de la journée. Ce premier scénario représente donc l'impact maximal que ces centrales peuvent avoir sur la composition du bouquet électrique horaire. Par contre, dans la réalité les centrales ne fonctionnent que très rarement à pleine puissance. Le deuxième scénario prend donc en compte les facteurs de capacité moyens de chacune des technologies de production d'électricité. Le facteur de capacité est le ratio entre la quantité d'électricité produite par une centrale pendant une période donnée sur la production théorique de cette centrale sur la même période. Les facteurs de capacité des ces installations n'étant pas disponibles pour la majorité des cas, les facteurs de capacité annuelle fournis par l'US Energy Information Administration ont été utilisés (voir tableau 3.2).

Finalement, les impacts environnementaux potentiels de ces centrales électriques de moins de 20 MW sont calculés. Pour cela, les nouveaux bouquets électriques horaires, obtenus avec les deux scénarios précédents, sont multipliés par les impacts environnementaux des technologies correspondantes obtenus avec la base de données ecoinvent 2.2, comme décrit dans la section précédente. Ceci fournit une valeur maximale et une valeur moyenne des changements des impacts environnementaux. Pour quantifier les changements entraînés par l'addition de ces centrales de production le pourcentage de différence est calculé de la façon suivante :

$$(\text{Nouvelle Valeur} - \text{Ancienne Valeur}) / \text{Ancienne Valeur} \quad (3.3)$$

Pour chacun de ces scénario ces nouvelles courbes permettent d'obtenir une valeur la plus basse (borne inférieure), une valeur la plus haute (borne supérieure) et une moyenne. La déviation moyenne est aussi intéressante ici, car si la différence est pour un bouquet électrique -10% à l'heure h1 et pour le suivant +10% à l'heure h2, la moyenne sera de 0 alors qu'il est plus pertinent de remarquer que les nouveaux impacts changent grandement par rapport aux originaux. Cette déviation moyenne est calculée en prenant la moyenne des valeurs absolues des pourcentages de différence calculés précédemment.

3.2.5 Évaluation des incertitudes liées à la disparité des sources de données de production d'électricité.

La méthode attributionnelle se base sur deux types de sources de données, la production d'électricité mensuelle pour la province de Québec fournie par Statistique Canada et la production d'électricité horaire des provinces de l'Alberta et de l'Ontario fournie par les opéra-

Tableau 3.2 Facteur de charge annuel moyen en 2014 sur le réseau électrique des États-Unis. Source IEA, 2016.

Technologies	Facteurs de capacité
Hydraulique	39%
Éolien	32.4%
Gas Naturel	42.5%
Charbon	63%
Fioul	12.5%
Nucléaire	90%
Biomasse	56%

teurs des réseaux régionaux. Cette section présente la méthodologie utilisée pour répondre aux questions suivantes : y a-t-il une disparité entre les sources de données de production d'électricité régionales ? Quel est l'impact de ces différences sur les impacts environnementaux des bouquets électriques régionaux ?

Pour étudier les différences entre les sources de données utilisées dans l'étude de Maurice (2015), deux phases de collectes sont réalisées. La première consiste en la récupération de données dans les provinces canadiennes fournissant des informations sur leur production d'électricité en fonction du temps, sur une échelle de temps la plus courte possible (horaire régulièrement). Quatre provinces fournissent directement de telles informations par l'intermédiaire de leurs sites internet : l'Alberta, l'Ontario, la Colombie-Britannique et le Nouveau-Brunswick. Les sources de ces données sont regroupées dans le tableau 3.3. Seules les deux premières provinces sont incluses dans l'étude de Maurice (2015), mais les régions supplémentaires permettent d'avoir plus de points de comparaisons. De plus, la composition du bouquet électrique de la Colombie-Britannique ressemble à celui du Québec avec plus de 80% d'énergie hydraulique.

La deuxième partie des données provient des sites internet officiels de Statistique Canada et de l'Office National de l'Énergie (tableau 3.4).

Les données provenant des producteurs d'électricité sont fournies par heure ou jour suivant les régions alors que les données sur le site de Statistique Canada sont seulement disponibles par mois ou année. Les valeurs fournies par les opérateurs de réseaux électriques provinciaux ont donc été sommées de manière à correspondre aux périodes de temps de Statistique Canada.

Ensuite, trois types de comparaison sont effectués. Tout d'abord, les données de production globale fournies directement par les régions sont comparées aux données reportées par Statistique Canada. Les données d'importation et exportation sont aussi comparées. Finalement, si

Tableau 3.3 Sources des données fournies par les producteurs d'électricité.

Région	Source	Date d'accès
Alberta	http://www.aeso.ca/market/8856.html	2015/10/26
Ontario	http://www.ieso.ca/Pages/Power-Data/Data-Directory.aspx	2015/10/26
Colombie-Britannique	https://www.bchydro.com/energy-in-bc/our_system/transmission/transmission-system/balancing-authority-load-data/historical-transmission-data.html	2015/10/27
Nouveau Brunswick	http://tso.nbpower.com/Public/fr/system_information_archive.aspx	2015/10/27

Tableau 3.4 Sources des données fournies par le gouvernement fédéral.

Source	Fichiers	Date d'accès
Statistique Canada	127-0002 : Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteur d'électricité, mensuel	2015/10/26
Statistique Canada	127-0003 : Production de l'énergie électrique, réceptions, livraisons et disponibilité d'électricité, mensuel	2015/10/25
Statistique Canada	127-0007 : Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteur d'électricité, annuel	2015/10/26
Office National de l'Énergie	Sommaire des exportations par destination et origine	2015/10/30
Office National de l'Énergie	Sommaire des importations par destination et origine	2015/10/30

les données provenant des producteurs d'électricité le permettent, les productions par type de source d'énergie sont comparées aux données par type de production provenant de Statistique Canada (tableau 127-0002).

Comme la classification des données n'est pas effectuée de la même façon par les opérateurs

de réseaux électriques provinciaux et par Statistique Canada, les données ont été regroupées en catégories plus générales. En effet, les producteurs d'énergie fournissent leurs données par type de combustible alors que les données de Statistique Canada sont classées par technologie. Les catégories hydroélectricité, électricité nucléaire et électricité éolienne se retrouvent dans les deux sources de données et il est donc possible de les comparer directement entre elles. Par contre, pour pouvoir comparer le reste des données, les quantités d'électricité produites à partir de charbon, gaz naturel et biomasse dans les données du producteur sont regroupées en une catégorie puis comparées au total d'électricité produite par les turbines à vapeur, les turbines à combustion conventionnelle et les turbines à combustion interne dans les données provenant de Statistique Canada.

3.2.6 Évaluation des conséquences du cumul des incertitudes calculées

Dans les sections précédentes, différentes sources d'incertitudes ont été calculées de façon indépendante, mais leurs conséquences doivent être considérés ensemble.

Dans un premier temps les bouquets électriques originaux utilisés dans le modèle attributionnel sont repris pour servir de scénario de base pour les comparaisons. Ensuite, pour chacune des heures, les centrales électriques ayant une capacité de production inférieure à 20MW, identifiées dans la section 3.2.4, ont été ajoutées. Pour simuler la situation où la plus grande quantité d'électricité a été omise, les installations sont considérées fonctionnant à pleine puissance. Pour la province de Québec, une seconde comparaison est mise en place en ajoutant une étape additionnelle consistant à ajouter, aux différentes technologies composant le bouquet électrique, la différence moyenne observée dans la section 3.2.5 entre les deux sources de données utilisées pour la création du modèle attributionnel. Par exemple, pour la province de Québec, si la production d'électricité à base de gaz naturel pour une heure H est de 100 MW d'après les données producteur, qu'une centrale au gaz naturel avec une capacité de 5MW a été identifiée et qu'un écart de 10% a été observé entre les données provenant des producteurs et celles fournies par Statistique Canada, alors la production dans le scénario 2 pour l'heure H sera de 115.5 MW. Cette seconde comparaison est peu réaliste, car elle suppose que les centrales de faible capacité sont utilisées à pleine puissance en tout temps et que la différence entre les sources de données est constante, mais il permet de tester le cumul d'incertitudes dans des situations extrêmes. Une fois les nouveaux bouquets électriques obtenus la méthodologie de la section 3.2.1 est de nouveau appliquée pour générer des distributions de probabilités par catégorie d'impact environnemental pour chacune des heures étudiées. Ceci permet d'observer les conséquences du cumul de ces sources d'incertitudes sur les résultats finaux.

3.2.7 Évaluation des incertitudes provenant de la structure du réseau

Dans cette dernière section, une autre approche est testée pour mesurer les changements de production d'électricité en fonction des lieux de la demande. Le logiciel PowerWorld Simulator est utilisé pour reproduire un système de production et distribution de l'électricité. Ce programme est capable de résoudre de façon dynamique un système électrique et donc permet d'observer de manière simple et rapide des changements sur le réseau, tels qu'une augmentation de la demande en électricité ou encore une réduction de la production d'un parc éolien. En complément des paramètres physiques du réseau, il peut tenir compte des données économiques telles que les coûts de production d'électricité ou les coûts des pertes électriques sur le réseau.

Le but de cette approche est de tester l'importance et les conséquences de l'emplacement géographique de demande dans un réseau de distribution d'électricité sur les impacts environnementaux résultant de l'utilisation de cette électricité. La province de l'Ontario a été choisie à cause de la diversité de ses technologies de production et des données disponibles sur la structure de son réseau. Il est attendu que des fluctuations de production sur un réseau employant de nombreuses technologies auront plus de conséquences que si l'ensemble du réseau utilise la même source d'énergie. Pour simplifier la modélisation, le réseau est reproduit en se basant sur les secteurs de production réelle de la province de l'Ontario, comme détaillé dans la figure 3.4. Dans chacune des 10 zones, la technologie principale de production est implémentée dans le modèle virtuel. Un résumé des technologies et des capacités de production électrique implémentées dans la simulation est disponible dans le tableau 3.5. La demande en électricité pour chacune de ces zones géographiques est simulée par des points de consommation de l'électricité, aussi appelée points de charge, et se base sur les données disponibles auprès de l'opérateur IESO. Finalement, les 10 zones sont connectées entre elles par des lignes de transmissions ayant pour paramètres les limites réelles des interconnexions de ces zones. On retrouve ces limitations dans le tableau 3.6. Pour faciliter la mise en place du modèle et les simulations, les données de puissance électrique utilisées ont été divisées par 10. Utiliser les données originales aurait requis d'inclure des transformateurs et des lignes supplémentaires. Pour limiter les conséquences de ce changement d'échelle, les résistances des lignes de transmission ont été augmentées pour maintenir à un niveau réaliste les pertes sur le réseau.

Ensuite, pour simuler des variations de consommation d'électricité sur le réseau, des points de charge supplémentaire pouvant être connectés ou déconnectés de façon simple au réseau sont ajoutés sur le modèle. Ces charges représentent la mise en route d'un centre de données de 5MW (soit 50MW à l'échelle originale) sur le réseau électrique comme dans le cas d'étude

du scénario GSTC. Quatre locations sont prévues sur le modèle, deux directement proches de la demande (Toronto et Ottawa) et deux plus éloignées, mais se situant dans des zones ayant des technologies plus propres (North West pour la biomasse et North East pour de l'hydraulique).

Le modèle produit se retrouve dans la figure 3.5.

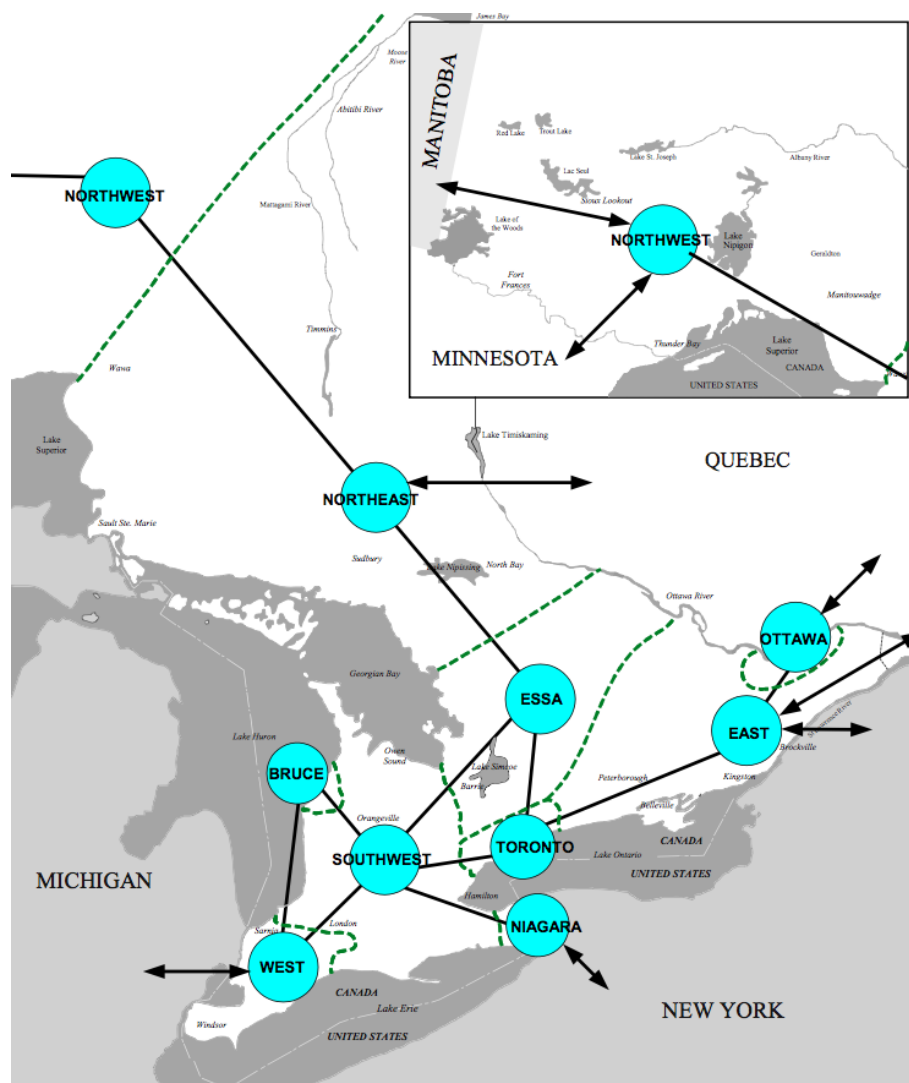


Figure 3.4 Carte des zones du réseau de distribution de l'Ontario.

Une fois le modèle construit, l'état du réseau virtuel, avant l'ajout de la demande du centre de données, définit un scénario de base. Ensuite, le centre de données potentiel est rajouté sur le réseau à différents endroits. Pour simuler cette augmentation de demande d'électricité, les points de charge électrique additionnelle disponible dans le modèle sont connectés en alternance. Chacun de ces changements sur le réseau est considéré comme un nouveau scénario

et les différences de production d'électricité sur le réseau sont enregistrées pour chacun d'entre eux.

Pour chacun de ces scénarios, deux options de calculs sont utilisées. Une première qui minimise les coûts globaux de la production d'électricité sur le modèle et une deuxième qui prend en compte les limites d'interfaces et des lignes de transports. Cette deuxième méthode est appelée «Optimal Power Flow» ou OPF.

Finalement, les bouquets électriques résultants des scénarios sont traités de la même façon que les bouquets électriques dans la section 3.2.1. Des distributions de probabilités des impacts environnementaux sont ainsi obtenues.

Tableau 3.5 Paramètres du réseau modélisé

Région	Technologie	Puissance (MW)
North West	Biomass	500
North East	Hydro	1400
ESSA	Hydro	1500
East	Gas Naturel	2000
Ottawa	Gas Naturel	68
Toronto	Nucléaire et Gas Naturel	6600 et 3300
Bruce	Nucléaire	7000
South West	Gas Naturel	2000
West	Gas Naturel	1500
Niagara	Hydro	2300

Tableau 3.6 Capacités maximales des interconnexions pour la province de l'Ontario

Région	Région	Puissance (MW)
North West	North East	350
North East	ESSA	1600
ESSA	Toronto	1500
East	Ottawa	2900
Toronto	East	Not Limiting
Bruce	South West	6500
South West	Toronto	5000
West	South West	2000
Niagara	South West	1700

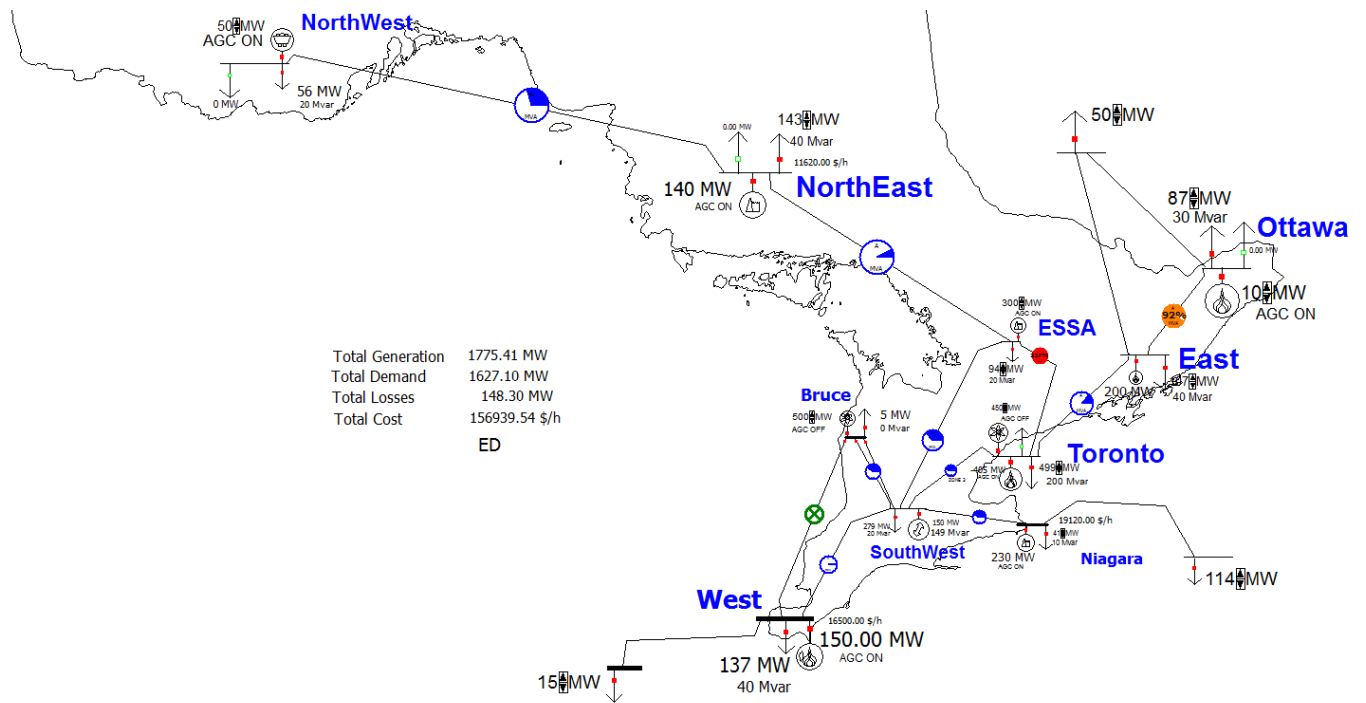


Figure 3.5 Modèle du réseau de distribution de l'Ontario dans PowerWorld

CHAPITRE 4 RÉSULTATS

4.1 Incertitudes des impacts des bouquets électriques

Dans cette section, des simulations de Monte-Carlo ont été utilisées pour évaluer la part d'incertitudes sur les impacts obtenus pour les multiples bouquets électriques présents dans les modèles attributionnels et conséquentiels.

4.1.1 Incertitudes par technologie

Pour commencer, de simples simulations de Monte-Carlo ont été générées avec OpenLCA pour les 9 processus de production d'électricité sélectionnés dans la section 3.2.1. Les figures 4.1 et 4.2 sont des exemples de distributions de probabilités obtenus pour les quatre catégories dommages, fournis par la méthode Impact 2002+, pour deux de ces processus.

Les valeurs déterministes, obtenues par des analyses simples pour chacun des processus étudiés, sont représentées sur les figures 4.1 et 4.2 par les traits verticaux pointillés bleus et les valeurs médianes de ces distributions sont représentées par les traits verticaux verts. On remarque que dans tous les cas ces valeurs déterministes sont plus faibles que les valeurs médianes. On peut même aussi observer que dans certains cas, comme celui des impacts sur la qualité des écosystèmes de la figure 4.1 ou encore celui de la santé humaine de la figure 4.2, la valeur déterministe est inférieure à celle du mode de la distribution. Ces deux observations indiquent que l'approche déterministe et l'approche par simulations de Monte-Carlo ne fournissent pas les mêmes informations.

Pour vérifier si ces différences ne sont pas seulement dues au côté aléatoire des tirages de Monte-Carlo, 10 autres simulations de Monte-Carlo de 3000 itérations et 2 de 10 000 itérations ont été réalisées sur le processus «electricity, hard coal, at power plant NPCC». Malgré les différents tirages dans les simulations de Monte-Carlo effectuées, l'écart entre la valeur obtenue par une analyse et la médiane des distributions de probabilités reste constant. Suivant les catégories d'impacts on observe entre 2% et 35% de différence, avec dans tous les cas la valeur déterministe inférieure à la valeur de la médiane des distributions obtenues. Le tableau récapitulatif des écarts se retrouve en annexe D. Cette notion de décalage, entre les valeurs déterministes et la médiane des distributions obtenues par des simulations de Monte-Carlo des systèmes étudiés, a été aussi observée dans la thèse de Muller (2015). Sur les 3981 processus contenus dans la base de données ecoinvent 2.2, 3904 sont dans la situation où la médiane

est égale ou supérieure à la valeur déterministe, soit 98% des processus. Des observations similaires se retrouvent dans le mémoire de Marfoq (2015).

Ces distributions initiales servent de base pour tous les calculs des impacts environnementaux des bouquets électriques dans les sections suivantes.

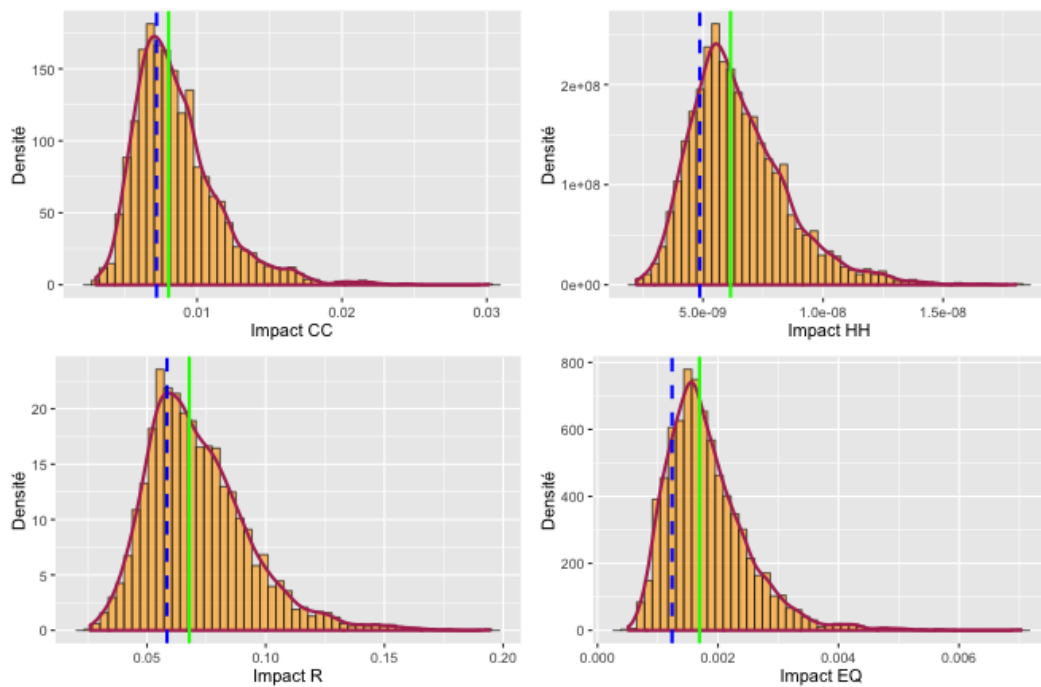


Figure 4.1 Distributions de probabilités des impacts environnementaux pour le processus de production d'électricité à partir d'énergie hydraulique

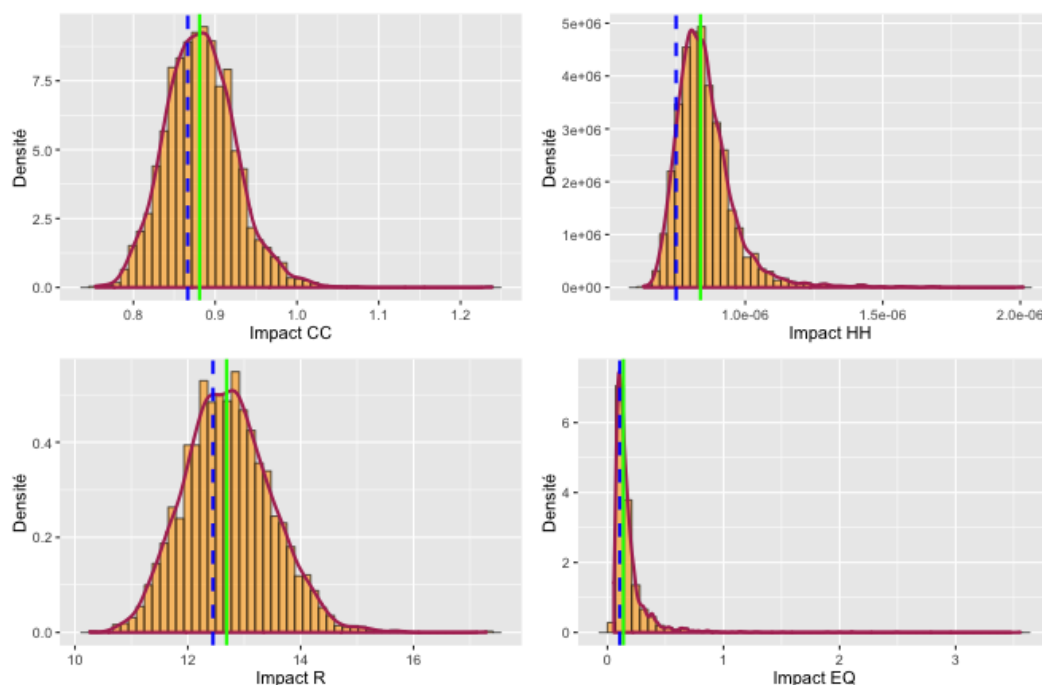


Figure 4.2 Distributions de probabilités des impacts environnementaux pour le processus de production d'électricité à partir de fioul

4.1.2 Incertitudes des bouquets électriques horaires

Dans l'étude de Maurice (2015) des bouquets électriques horaires moyens pour les mois d'avril jusqu'à décembre 2013 avaient été calculés. Avec les distributions obtenues dans la section précédente, les impacts environnementaux pour chacun de ces bouquets électriques ont été calculés en y incluant l'incertitude. Les 216 distributions ont ainsi été générées en utilisant la méthode décrite dans la section 3.2.2. La figure 4.3 présente une superposition de distributions obtenues à 1 heure du matin pour trois mois distincts dans la même région. Comme attendu, on remarque des changements dans les valeurs médianes, représentés par les lignes verticales, car les bouquets électriques changent pour chacun de ces horaires. Par contre, on observe de légers changements aussi au niveau de la forme de ces distributions. Ceci renforce l'importance de calculer les distributions pour chacun des bouquets électriques.

Ces distributions de probabilités obtenues permettent de comparer les impacts de l'électricité dans les trois provinces en incluant l'intervalle de confiance à 95%. Par exemple, la figure 4.4 présente les valeurs obtenues pour les impacts sur les changements climatiques sur le mois de juin 2013 pour les trois provinces. On y retrouve les bornes supérieures et inférieures de l'intervalle de confiance à 95% en pointillé.

La figure 4.5 présente une situation où les distributions des impacts dans la catégorie res-

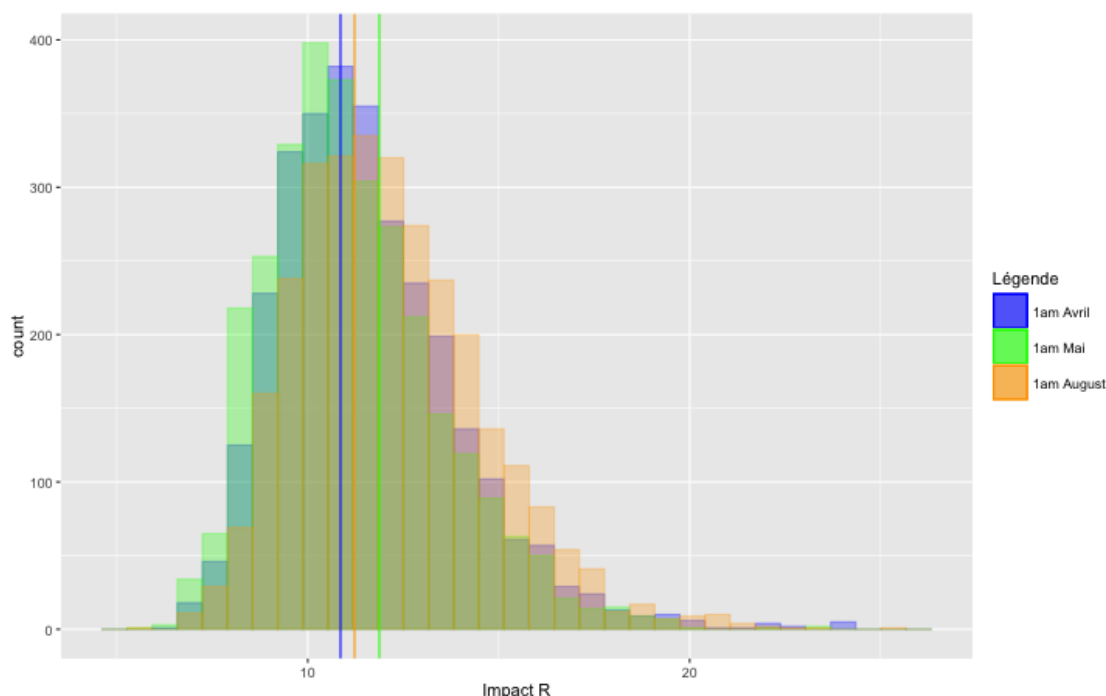


Figure 4.3 Distributions de probabilités pour la catégorie d’impact ressource dans la province de l’Ontario pour les bouquets électriques à 1 h en Avril, Mai et Aout.

source se recoupent. On observe que si l’on tient compte seulement des résultats obtenus avec une approche de type analyse simple avec OpenLCA (ligne en tiret) la province de l’Alberta a toujours des impacts sur l’épuisement des ressources plus importants que ceux de l’Ontario ou ceux du Québec. Par contre, si l’on compare le mode des distributions, et donc la valeur sortant le plus souvent sur un tirage (ligne pleine) la province de l’Alberta a un mode plus faible que celui de l’Ontario. De plus, l’écart à 95% de confiance pour la distribution d’impacts de l’Alberta est très large et avec une asymétrie positive prononcée. Cette observation se retrouve pour les 9 mois testés dans la catégorie dommage Ressource, aussi bien pour les impacts provenant des bouquets électriques normaux que ceux des bouquets électriques marginaux. De plus la différence des distributions de l’Alberta moins celles de l’Ontario est positive en moyenne seulement 62% du temps. Ce qui signifie que dans 62% des tirages les impacts de l’Alberta sont plus grands que ceux de l’Ontario, mais donc que dans 38% des tirages les impacts s’inversent. Les deux distributions des impacts dans la catégorie ressource sont donc relativement proches.

Pour la catégorie qualité des écosystèmes, ce phénomène se retrouve en partie. Mais lorsque l’on effectue des tirages de différence entre l’Alberta et l’Ontario, on note que l’impact de l’Alberta est plus important 96% du temps. Donc même si les deux distributions se chevauchent

légèrement, la probabilité d'avoir des conclusions inverses est très faible.

Pour les deux dernières catégories dommage, les changements climatiques et la santé humaine, les distributions de chacune de ces trois provinces ne se recoupent en aucun point pendant les 9 mois étudiés.

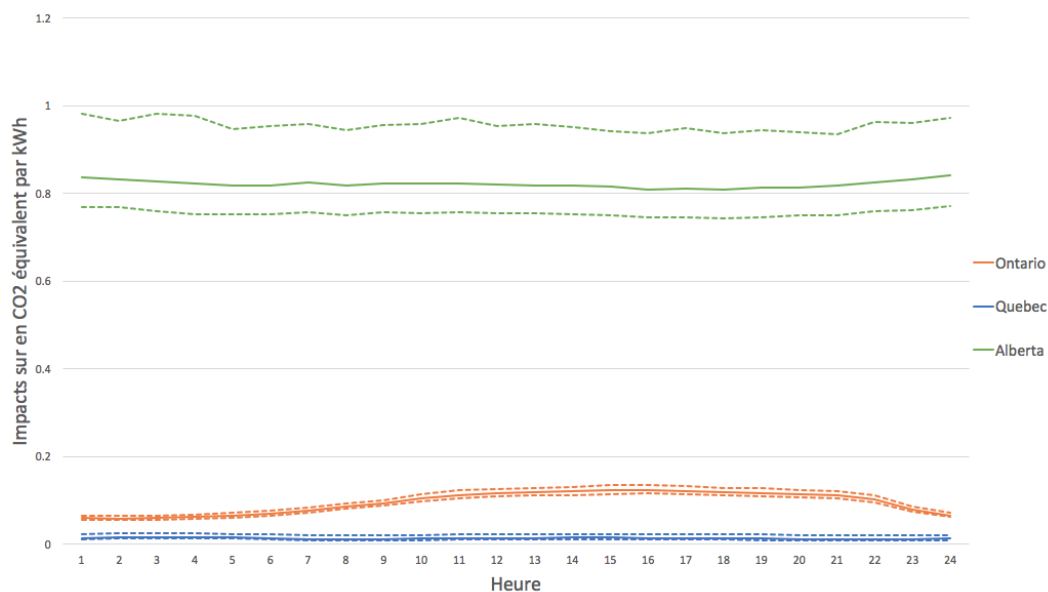


Figure 4.4 Impact sur les changements climatique pour le mois de juin 2013.

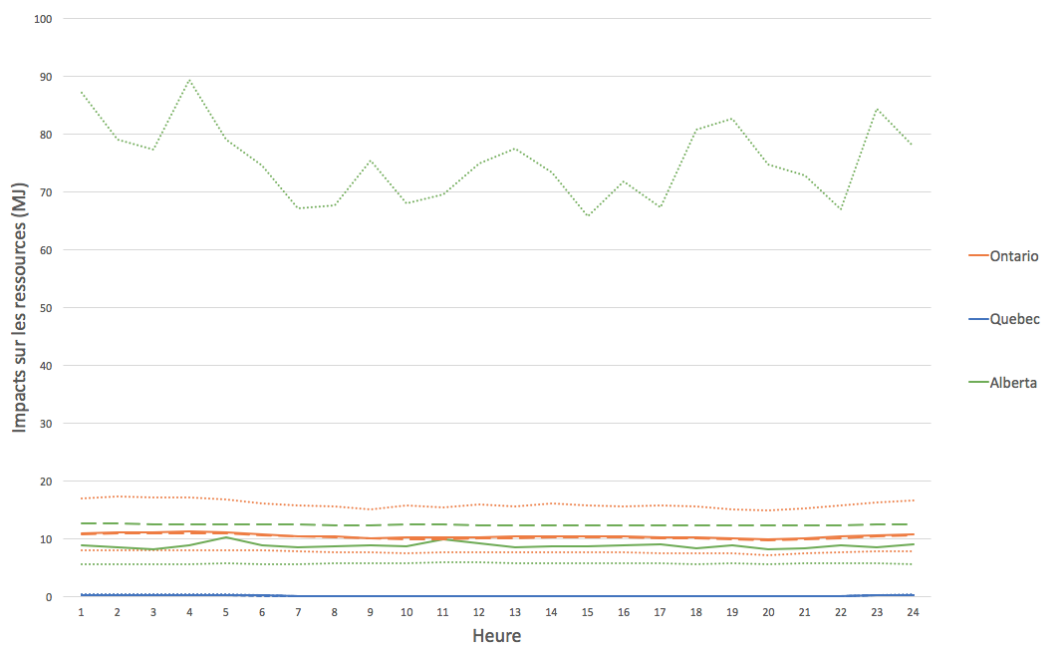


Figure 4.5 Impact sur l'épuisement des ressources pour le mois d'avril 2013.

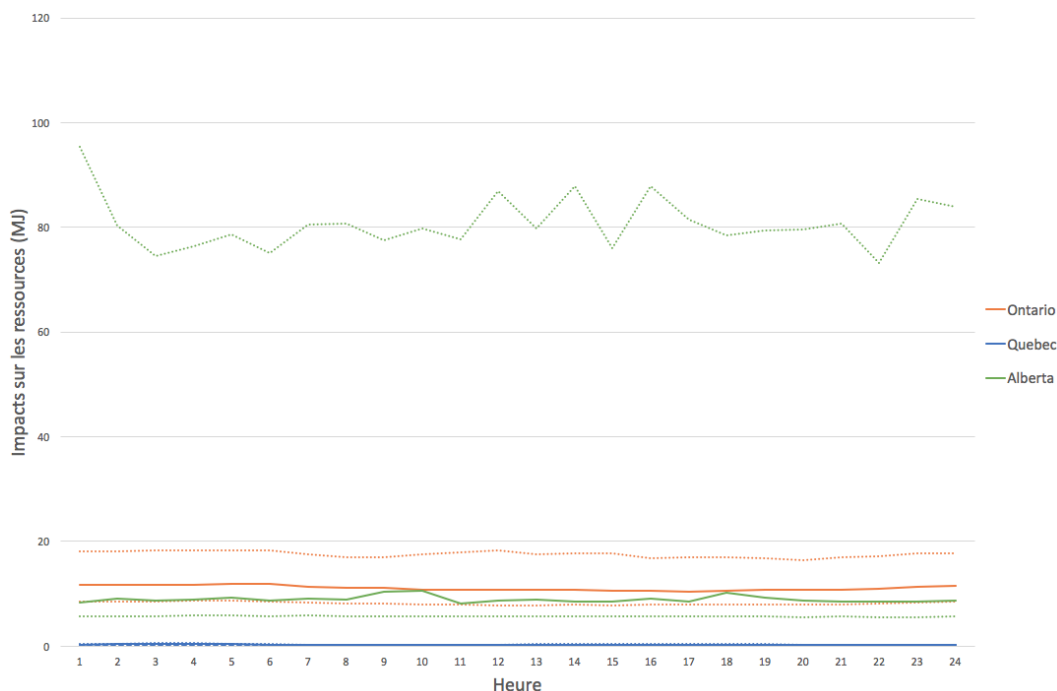


Figure 4.6 Impact sur l'épuisement des ressources pour le mois de juillet 2013.

4.2 Conséquences de l'incertitude sur le modèle de prise de décision

La mise en place de l'analyse d'incertitudes du modèle conséquentiel est en deux parties. Premièrement les incertitudes sur les bouquets électriques historiques sont calculées et ensuite ces incertitudes sont propagées au travers du modèle.

Sur la figure 4.7 on observe les variations des impacts sur les changements climatiques des variations marginales sur les réseaux électriques des provinces de l'Alberta et de l'Ontario sur une période de deux jours. L'intervalle de confiance à 95% est aussi représenté sur cette figure par des lignes en pointillé. On y remarque que la majorité du temps les deux distributions ne se recoupent pas et donc que le fait de choisir une région par rapport à une autre est une décision avisée. Par contre pour quelques heures les courbes se superposent et dans ces cas la décision comporte un risque d'erreur.

Sur l'ensemble des 26303 bouquets électriques horaires utilisés lors de la création de modèle conséquentiel, 3272 d'entre elles se retrouvent dans une situation de superposition des distributions de probabilités. Par contre, lorsque l'on génère les distributions de probabilités résultantes de la différence des impacts de l'Alberta moins ceux de l'Ontario, seul 316 de ces bouquets électrique ont un recoupement compris entre 40 et 60%. Ceci signifie que pour ces heures le choix de la région avec l'impact le plus faible est assez incertain.

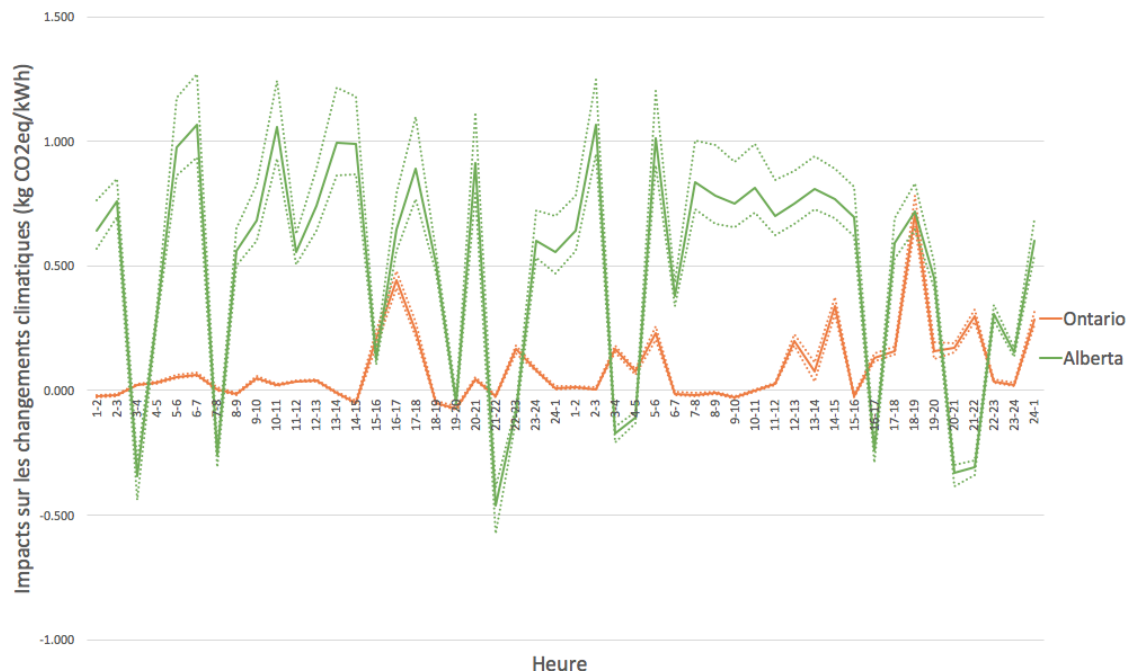


Figure 4.7 Impacts marginaux de la production d'électricité pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario.

Dans un second temps, les distributions de probabilités moyennes pour chaque heure par mois ont été générées comme décrit dans la section 3.2.3. Parmi les 864 distributions de probabilités obtenues seules 43 se retrouvent dans la situation où les impacts des deux régions se chevauchent en partie. Encore une fois, pour tester jusqu'à quel point ces distributions de probabilités se chevauchent, des distributions de probabilités de la différence de l'une moins l'autre ont été calculées.

Dans seulement 6 cas, parmi les 43 identifiés, les impacts de l'Alberta sont entre 40% et 60% du temps plus grands que ceux de l'Ontario, soit seulement 0,7% du temps sur la période comprise en le 1er janvier 2011 et le 31 décembre 2013.

Enfin les émissions des bouquets électriques obtenus avec les processus ecoinvent 2.2 dans cette recherche ont été comparés à ceux calculés avec la méthode conséquentielle. En moyenne les émissions de CO₂ équivalent pour la province de l'Ontario sont 11% plus faibles avec les processus ecoinvent 2.2. De même, ces émissions sont en moyenne 14% plus faibles pour la province de l'Alberta. En ayant utilisé des processus plus anciens et simplifiés, les calculs obtenus dans cette étude sous-estiment donc les émissions de CO₂.

4.3 Conséquences des centrales de production d'électricité non comptabilisées

Dans cette section une étude de l'influence des centrales électrique de moins de 20MW sur la composition des bouquets électriques régionaux a été réalisée. Ces centrales n'ont pas été prises en compte lors des précédentes études.

4.3.1 État des lieux des centrales de production électrique de moins de 20MW

Après avoir agrégé les données collectées sur de multiples sources, les centrales électriques précédemment ignorées ont été classifiées en fonction de leurs puissances nominales et de leurs modes de production d'électricité. Les figures 4.8 et 4.9 identifient ces centrales dans les provinces de l'Ontario, de Québec et de l'Alberta et met en avant, par un cercle rouge, les centrales ayant une puissance installée de moins de 20MW.

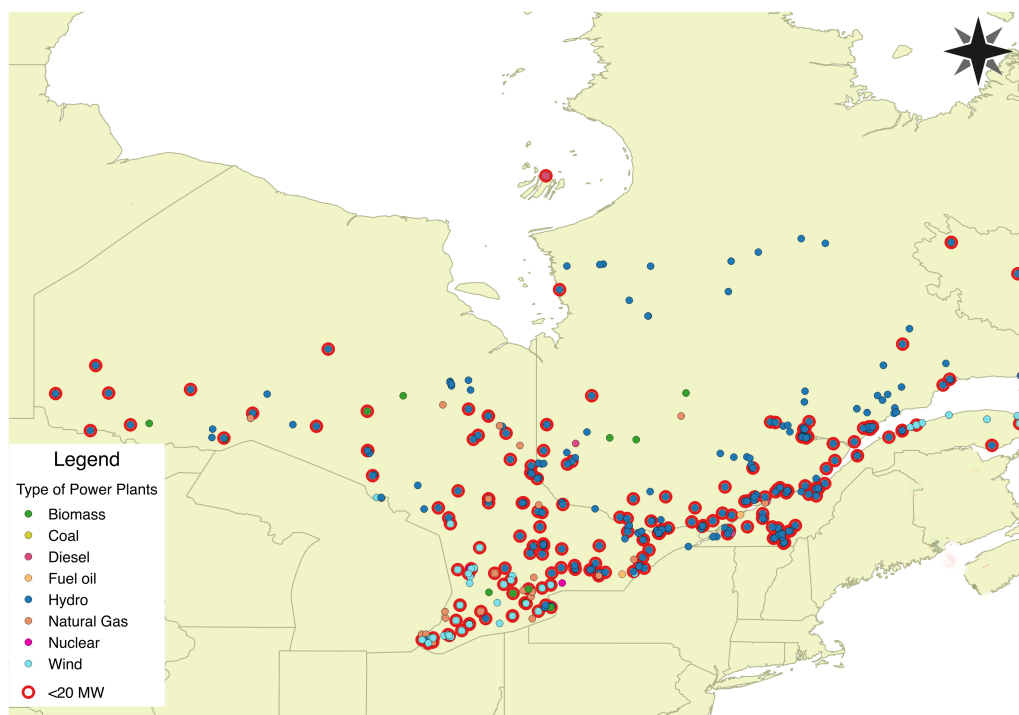


Figure 4.8 Carte des centrales de production électrique en les provinces de l'Ontario et de Québec. © C.V.S. Étudiant, 2016.

L'importance de ces centrales en fonction de leur source d'énergie primaire a aussi été calculée. La part de chacune de ces technologies dans la capacité globale de production des trois provinces étudiées est présentée dans le tableau 4.1. Les centrales à faible capacité représentent entre 1 et 2% de la capacité totale de production de ces régions. Ceci reste faible,

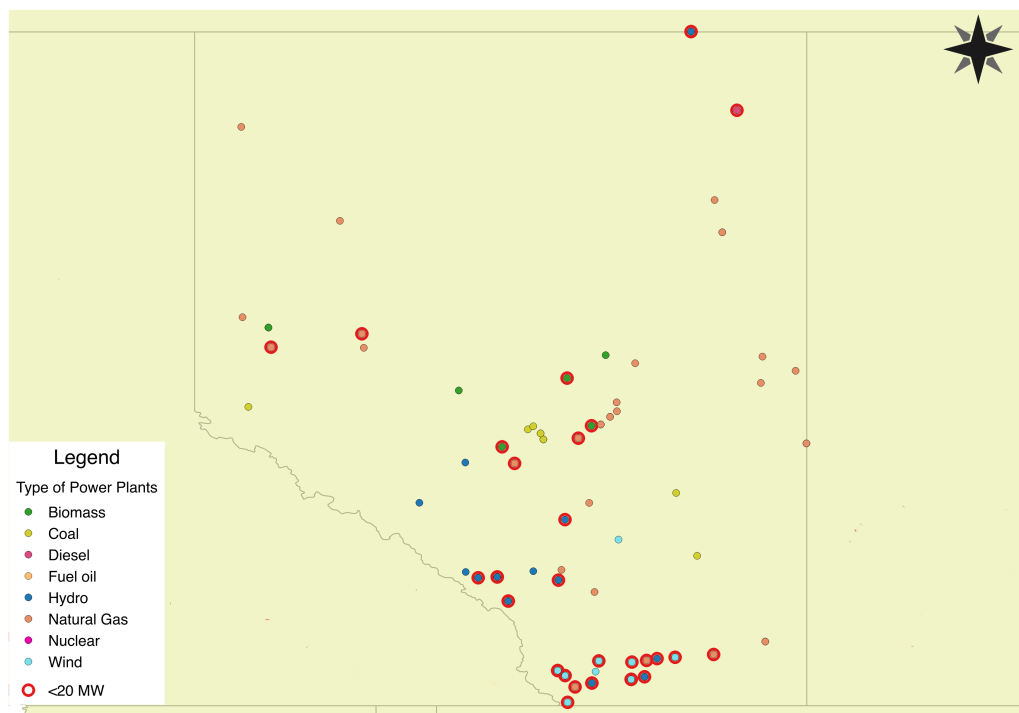


Figure 4.9 Carte des centrales de production électrique dans la province de l'Alberta. © C.V.S. Étudiant, 2016.

mais on peut observer que certains combustibles sont plus courants dans ce type de centrale. En Ontario, 12% de la production éolienne provient de fermes éoliennes ayant une capacité totale inférieure à 20MW. Ceci peut s'expliquer par l'installation de façon progressive de cette technologie. Il est en effet possible que des éoliennes supplémentaires soient construites dans ces parcs. En Alberta 100% des centrales fonctionnant au fioul et étant connectées au réseau de distribution ont une capacité de production de moins de 20MW. Cette technologie est majoritairement utilisée pour des groupes électrogènes alimentant des communautés difficiles d'accès et donc non connectées par des lignes électriques, mais certaines de ces centrales sont reliées au réseau et donc doivent être prises en compte.

4.3.2 Conséquences de ces centrales sur les impacts environnementaux

À l'aide des données collectées, les nouveaux impacts environnementaux des bouquets électriques pour les trois régions étudiées ont été calculés. Les tableaux 4.2 et 4.3 indiquent les changements observés par l'ajout des centrales de production de moins de 20MW dans les bouquets électriques précédemment utilisés. Le tableau 4.2 considère l'utilisation à pleine puissance de toutes ces petites installations en tout temps. Quant à lui, le tableau 4.3 consi-

Tableau 4.1 Pourcentage des centrales avec une capacité inférieure à 20MW par technologie de production et par province

Québec	Biomasse	8,63%
	Hydro	1,06%
	Éolien	0,47%
	Total	1,02%
Alberta	Biomasse	21,90%
	Diesel	100%
	Hydro	15,45%
	Gaz Naturel	1,51%
	Éolien	2,60%
	Total	2,01
Ontario	Biomasse	3,12%
	Hydro	5,62%
	Gaz Naturel	0,72%
	Éolien	12,76%
	Total	2,21%

dère une utilisation moyenne de ces installations. On peut remarquer que dans le tableau 4.2 la majorité des nouveaux impacts environnementaux sont plus faibles que les originaux, sauf pour la province de Québec dans la catégorie qualité des écosystèmes. Dans le tableau 4.3, les différences entre les impacts sont plus faibles. Par contre les nouveaux impacts pour la province de l'Alberta sont plus importants que les originaux dans ce scénario.

Les impacts environnementaux ont ensuite été recalculés pour les nouveaux bouquets électriques, ceci pour les comparer avec ceux obtenus avec le modèle attributionnel. On peut observer ces changements sur la figure 4.10.

La figure 4.11 présente une comparaison des impacts sur l'épuisement des ressources naturelles pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario, avant et après modification du bouquet électrique.

Sur l'ensemble des 8760 bouquets électriques testés pour l'année 2013, les conclusions s'inversent pour seulement 4 de ces bouquets électriques horaires. Dans ces situations, l'impact d'une des deux régions est plus important que l'autre, avant l'ajout des installations de moins de 20MW puis devient inférieur à l'autre après l'ajout de ces centrales.

Tableau 4.2 Conséquences sur les impacts environnementaux de l'ajout des centrales non comptabilisé fonctionnant à pleine capacité de production

Région	CC	EQ	HH	R
Alberta				
Borne inférieure	-4,12%	-4,47%	-3,44%	-3,80%
Borne supérieure	-2,01%	-2,17%	-1,70%	-1,86%
Moyenne	-2,79%	-3,03%	-2,33%	-2,57%
Déviations moyenne	2,79%	3,03%	2,33%	2,57%
Ontario				
Borne inférieure	- 2,78%	-4,59%	-2,89%	-5,16%
Borne supérieure	8,79%	-2,12%	-0,04%	-2,55%
Moyenne	-0,2%	-3,33%	-1,81%	-3,81%
Déviations moyenne	1,60%	3,33%	1,81%	3,81%
Quebec				
Borne inférieure	-1,86%	0,03%	-1,52%	-3,02%
Borne supérieure	-0,24%	6,91%	0,60%	-0,77%
Moyenne	-0,99%	3,42%	-0,58%	-1,78%
Déviations moyenne	0,99%	3,42%	0,62%	1,78%

Tableau 4.3 Conséquences sur les impacts environnementaux de l'ajout des centrales non comptabilisé fonctionnant avec une capacité de production moyenne

Région	CC	EQ	HH	R
Alberta				
Borne inférieure	0,22%	0,03%	0,34%	0,31%
Borne supérieure	0,45%	0,06%	0,67%	0,60%
Moyenne	0,31%	0,04%	0,47%	0,42%
Déviations moyenne	0,31%	0,04%	0,47%	0,42%
Ontario				
Borne inférieure	-1,02%	-1,69%	-1,02%	-2,03%
Borne supérieure	4,08%	-0,73%	0,29%	-0,98%
Moyenne	0,12%	-1,20%	-0,55%	-1,49%
Déviations moyenne	0,69%	1,20%	0,55%	1,49%
Quebec				
Borne inférieure	-0,76%	0,21%	-0,55%	-1,24%
Borne supérieure	-0,10%	3,90%	0,38%	-0,32%
Moyenne	-0,40%	2,05%	-0,16%	-0,73%
Déviations moyenne	0,40%	2,05%	0,20%	0,73%

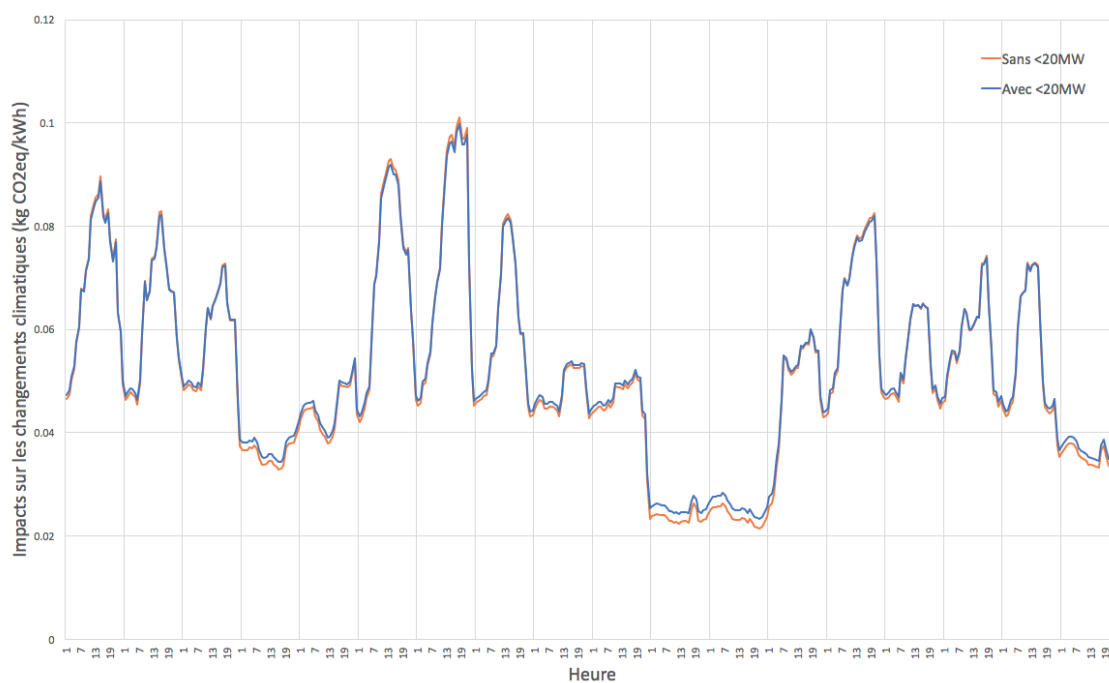


Figure 4.10 Exemple des différences d'impacts en considérant les centrales de moins 20MW

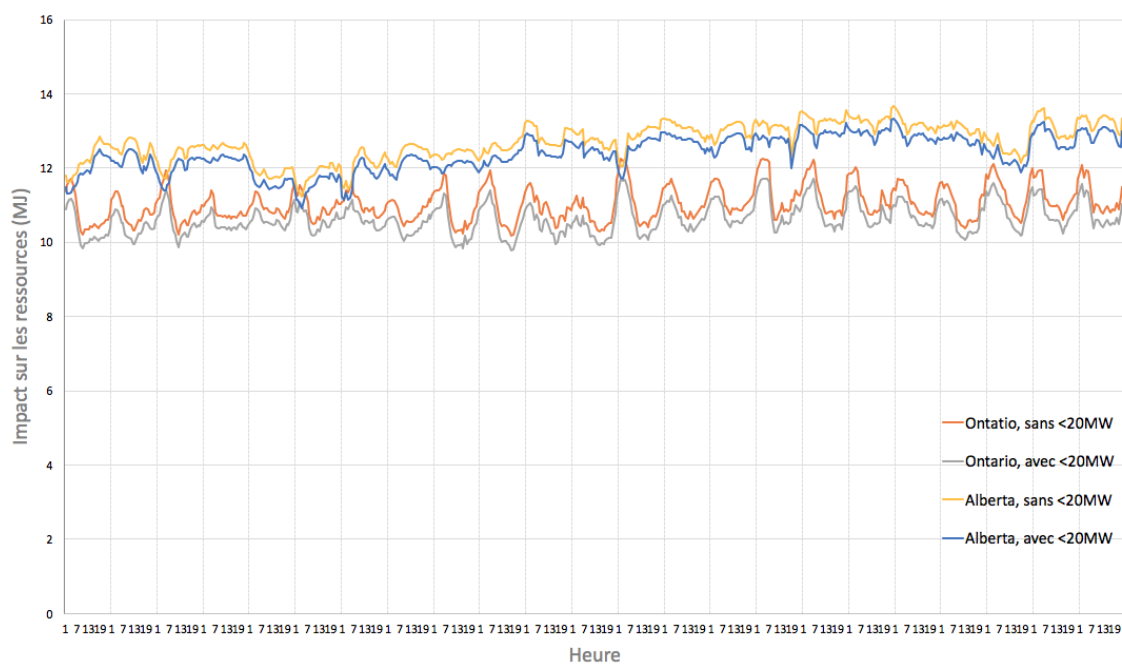


Figure 4.11 Exemple de comparaison d'impacts horaires avec et sans centrales de moins de 20MW

4.4 Conséquences de l'utilisation de différentes sources de données

Lors de l'étude de Maurice (2015), les données horaires pour la province de Québec n'étant pas disponibles celles-ci avaient été extrapolées à partir de données mensuelles provenant du site internet de Statistique Canada. Par comparaison les données des provinces de l'Alberta et de l'Ontario sont disponibles directement sur des plateformes web mises en place par les gérants des réseaux régionaux.

Les figures 4.12 et 4.13 présentent les décalages entre les données obtenues directement sur les sites internet des producteurs d'électricité pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario et les données de production fournies par Statistique Canada (tableau 127-0002). Pour la province de l'Alberta, on observe que les données provenant de Statistique Canada sont en moyenne 10,48% inférieure à celles provenant directement de AESO sur les 72 mois comparés. Dans la province de l'Ontario, cet écart est en moyenne de 4,5% sur une période de 30 mois, allant de janvier 2012 à juin 2014. Par contre dans le cas de l'Ontario, les valeurs provenant de Statistique Canada ne sont pas en permanence plus faibles que celles provenant de IESO. Les valeurs pour les mois de septembre et octobre 2013 sont environ 100GWh plus grands.

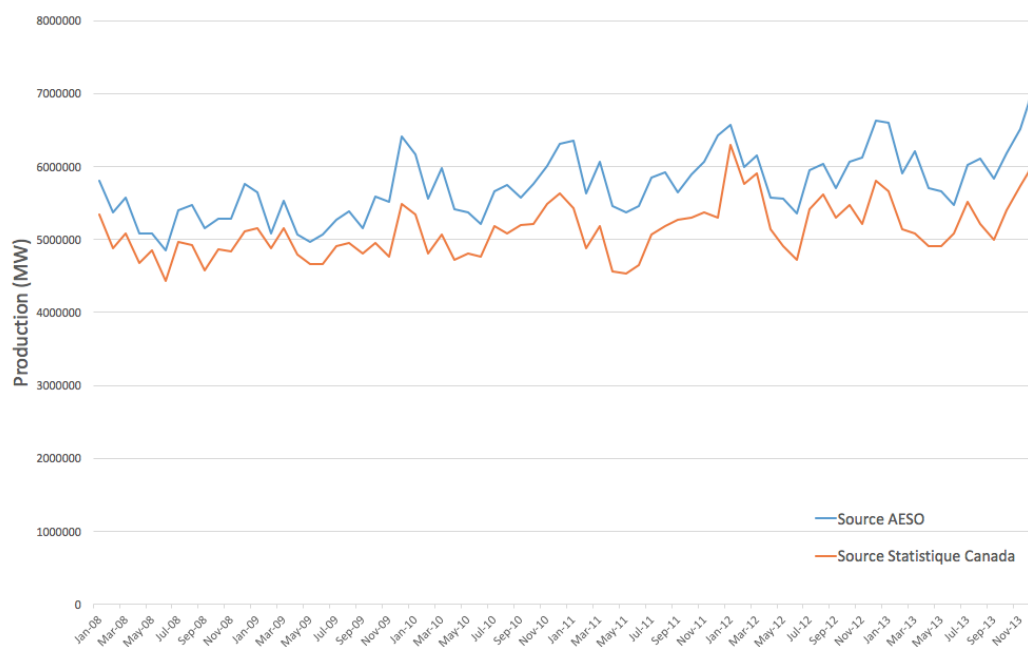


Figure 4.12 Données de production d'électricité dans la province de l'Alberta par mois

La figure 4.14 compare les chiffres de production d'électricité provenant de trois sources différentes pour la province de l'Alberta. Aucune des courbes ne fournit les mêmes valeurs.

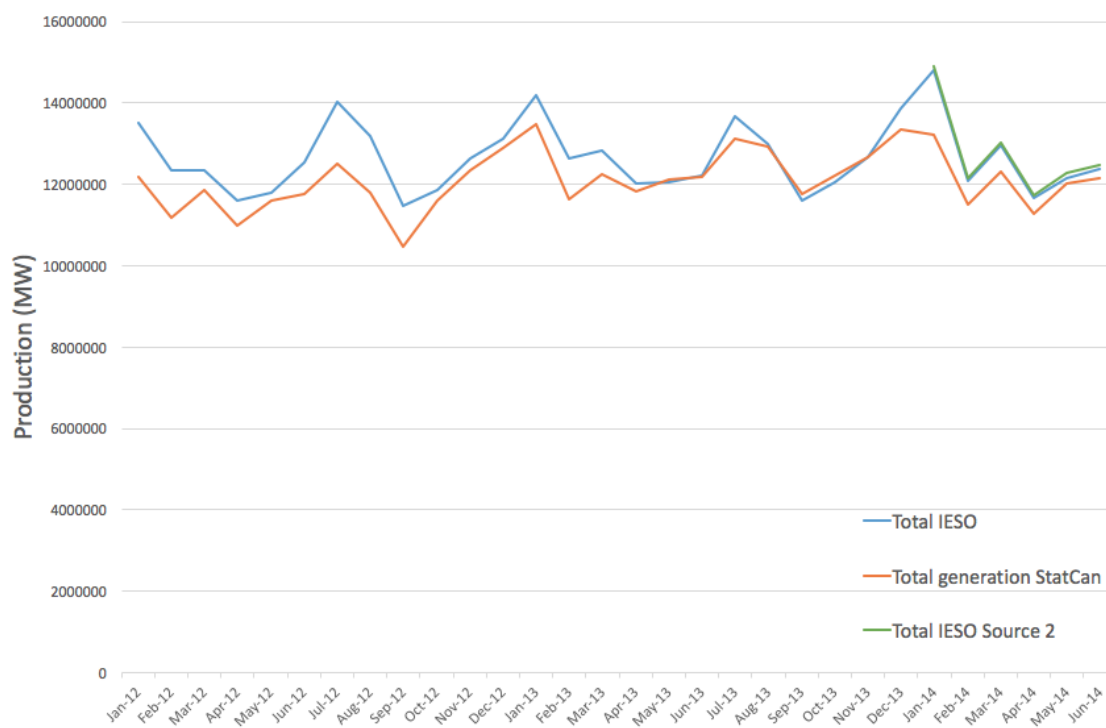


Figure 4.13 Données de production d'électricité dans la province de l'Ontario par mois

Les figures 4.15 (a) et (b) comparent les variations de données en fonction de la technologie utilisée pour produire de l'électricité. Les données pour la production hydraulique sont relativement similaires dans les deux sources (bleu et bleu ciel dans la figure (a)). Statistique Canada ne fournit presque aucune production éolienne avant mars 2010 alors que AESO indique une production comprise entre 100 et 150 GWh par mois. Par contre, pour le mois de janvier 2012 les données provenant de Statistique Canada sont 100 GWh plus grand que ceux d'AESO. Pour ce qui est de la production à partir de gaz naturel et de charbon on remarque des similitudes au niveau de la forme des graphiques, mais avec en moyenne les données de production provenant de Statistique Canada 8% plus faibles que celles provenant d'AESO. Pour la province de l'Ontario, les valeurs fournies pour les technologies nucléaire et hydraulique sont relativement proches. En revanche, pour les énergies fossiles les écarts sont relativement importants avec en moyenne des valeurs provenant de Statistique Canada 28% plus faibles que celles du producteur de la province de l'Ontario.

Les valeurs des importations et des exportations pour les provinces de l'Alberta et l'Ontario ont aussi été comparées. Dans les deux régions, les valeurs fournies par Statistique Canada sont plus importantes que celles provenant directement des fournisseurs, comme le révèle la figure 4.16. Mais cette différence n'explique pas les valeurs de production plus faibles dans

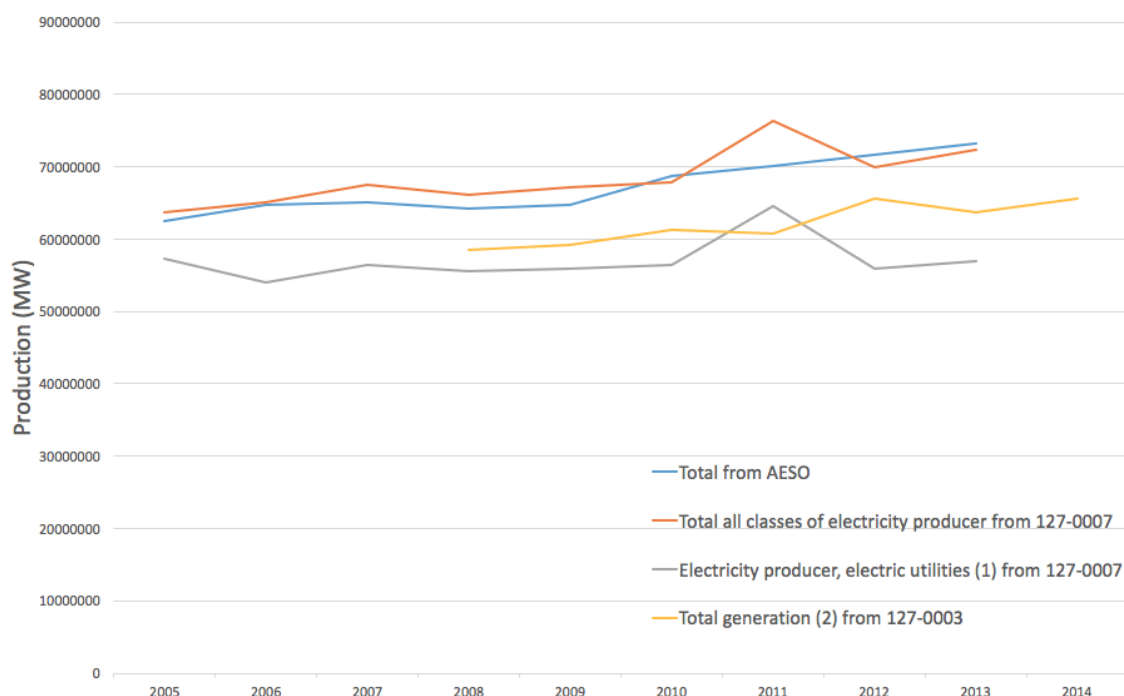
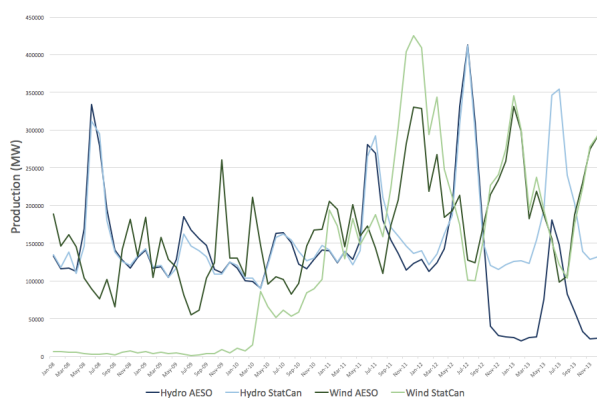


Figure 4.14 Données de production d'électricité dans la province de l'Alberta par an

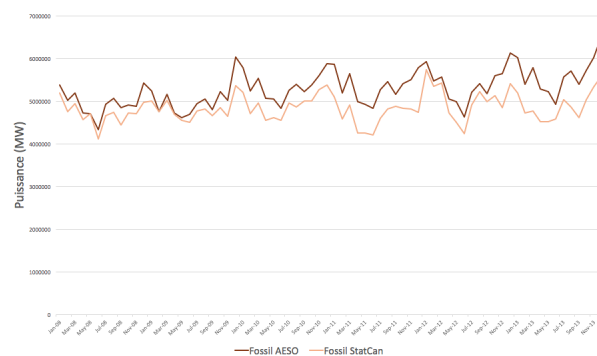
les figures 4.12 et 4.13.

Cette comparaison de données a aussi été effectuée dans les régions de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick, car les opérateurs du réseau électrique de ces régions fournissent eux aussi des données de production horaire. L'écart moyen pour l'année 2013 dans la province de la Colombie-Britannique entre les deux sources de données est de 2,9%. Par contre dans cette région ce sont les données de Statistique Canada qui sont en moyenne plus hautes que celles provenant des producteurs. La comparaison en fonction des technologies utilisées pour la production d'électricité dans les provinces de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick n'est pas possible car les informations ne sont pas disponibles.

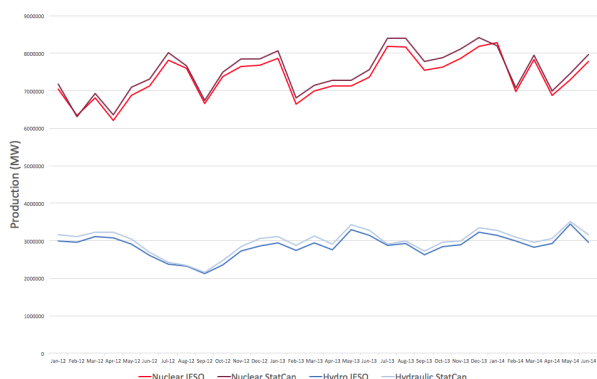
Pour la province du Nouveau-Brunswick les données provenant de Statistique Canada sont en moyenne 3,5% inférieures aux données des fournisseurs.



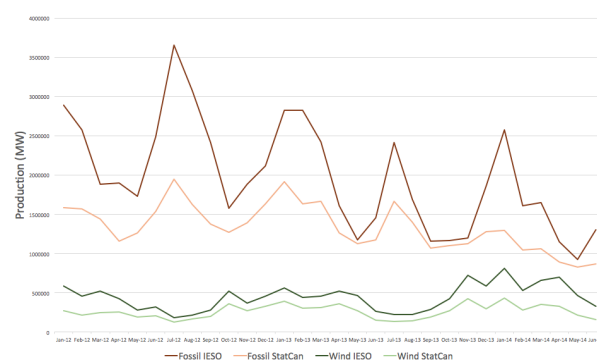
(a) Hydro et Éolien pour l'Alberta



(b) Combustibles fossiles pour l'Alberta

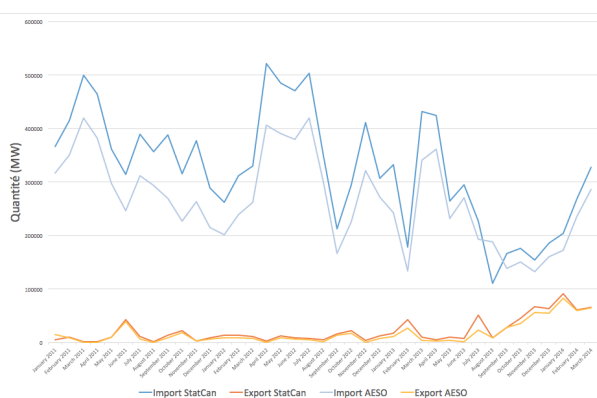


(c) Nucléaire et Hydro pour l'Ontario

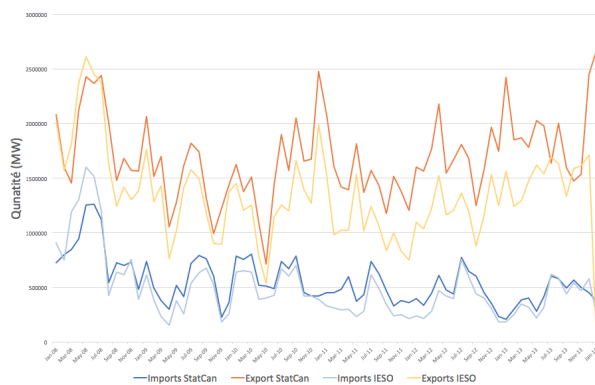


(d) Combustibles fossiles et Éolien pour l'Ontario

Figure 4.15 Différences par technologie entre les données AESO et Statistique Canada pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario



(a) Import/Export pour l'Alberta



(b) Import/Export pour l'Ontario

Figure 4.16 Différences pour les imports et exports entre les données provenant des fournisseurs et de Statistique Canada pour les province de l'Alberta et de l'Ontario

4.5 Conséquences cumulatives des trois sources d'incertitude sur les résultats des modèles

Pour évaluer la contribution totale de l'incertitude sur les résultats de calcul des impacts environnementaux des bouquets électriques horaires observé dans les sections précédentes, de nouvelles distributions de probabilités ont été calculées. Pour les trois régions les centrales de production de <20MW ont été ajoutées en les considérant fonctionnant à pleine puissance en permanence. Puis pour le Québec, la production des centrales fonctionnant avec des technologies utilisant des énergies fossiles a été augmentée. En effet, dans la section précédente, les données de production hydraulique étaient consistantes entre les deux sources d'information. Par contre, les données de production d'électricité à base d'énergie fossile sont très variables, avec en moyenne 28% de différences entre les données producteurs et les données Statistique Canada pour l'Ontario. Dans le but de tester les conséquences de cette disparité entre les différentes sources de données, les procédures réalisées dans la partie 4.1 ont été recalculées en posant l'hypothèse que les données du Québec sont potentiellement sous-évaluées. La production des technologies utilisant des combustibles fossiles a été augmentée de 28% pour simuler une différence aussi importante que celle observée dans la province de l'Ontario. 28% de production supplémentaire pour les installations utilisant des combustibles fossiles ont donc été rajoutés

La figure 4.17 présente les impacts sur les changements climatiques pour le mois d'avril dans la province de Québec. Sur cette figure sont représentés en bleu les données initiales, en orange les impacts en ajoutant les centrales de moins de 20MW et en vert les impacts en ajoutant les centrales de moins de 20MW et en augmentant la production des centrales fonctionnant avec des combustibles fossiles. Pour chacun des trois scénarios, on retrouve en ligne pleine le mode de la distribution, les lignes à tirets sont les médianes des distributions et en pointillé l'intervalle de confiance à 95%.

Lorsque l'on ne considère que l'ajout des centrales électriques de petite capacité, on remarque une légère diminution des impacts. Ceci est dû au fait que la majorité des petites installations sont des centrales hydrauliques et donc la part de cette technologie augmente dans les bouquets électriques horaires. Pour la catégorie changement climatique, la médiane et le mode des distributions de probabilités calculé pour les 12 mois diminuent en moyenne de 1%. Par contre, pour le scénario où l'on considère que les données de production d'électricité à base de combustible fossile, les valeurs des médianes et des modes des distributions de probabilités augmentent de près de 10% par rapport à l'étude de base.

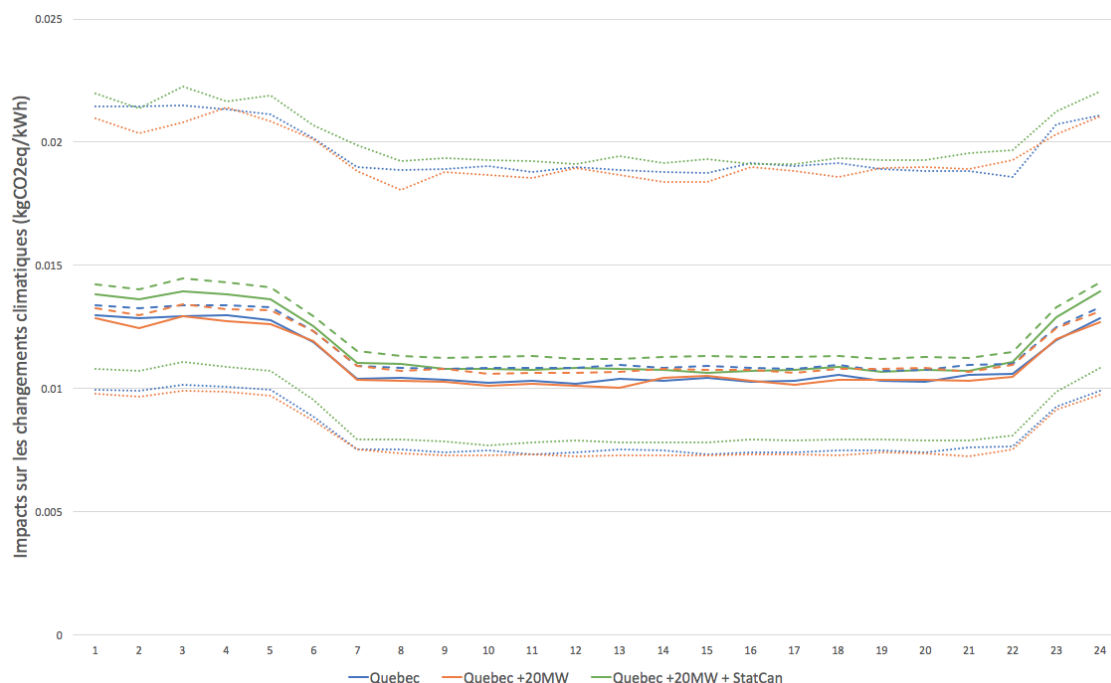


Figure 4.17 Comparaison des impacts sur les changements climatiques de la production d'électricité dans la province de Québec

4.6 Incertitude liée à la modélisation du réseau électrique

Dans cette section, entièrement indépendante des précédentes, les résultats obtenus après avoir mis en place la méthodologie décrite dans la section 3.2.7 sont présentés.

Dans un premier temps, les variations de production des centrales électriques entraînées par la mise en marche de points de charge, représentant de potentiels centres de données, ont été mesurées. Pour chacune des quatre localisations de ces points de charge mis en place sur le réseau virtuel le système optimise de façon différente la production d'électricité supplémentaire nécessaire pour répondre à cette demande. En effet, certaines limites physiques doivent être prises en compte telles que les limites de production des centrales électriques ou les limites d'échange entre les interconnexions des sous-régions. Le tableau 4.4 présente les changements de production observés pour chacune des situations. Les deux options d'optimisation utilisées sont l'optimisation économique (ED) et l'optimisation des flux d'énergies (OPF). On remarque que lorsque l'optimisation économique est utilisée le système ajuste une technologie, alors qu'avec l'option OPF cette augmentation est plus répartie sur l'ensemble des centrales de production.

Ensuite, les impacts environnementaux de ces bouquets électriques marginaux ont été cal-

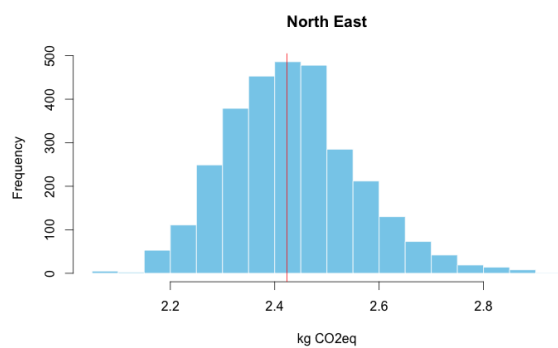
Tableau 4.4 Différences de production électrique suivant la localisation du point de charge et de mode d'optimisation

Région	Technologies	ED Ottawa	ED Nord Est	ED Nord Ouest	ED Toronto	OPF Ottawa	OPF Nord Est	OPF Nord Ouest	OPF Toronto
Nord Ouest	Biomasse	0	0	0	0	1,86	1,86	1,86	1,86
ESSA	Hydro	0	0	0	0	0,19	0,19	0,19	0,19
Nord Est	Hydro	0	0	0	0	0,19	0,19	0,19	0,19
Ottawa	Gaz Naturel	0	0	0	0	0,19	0,19	0,19	0,19
Est	Gaz Naturel	0	0	0	0	0,19	0,19	0,19	0,19
Sud Ouest	Gaz Naturel	0	0	0	0	0,19	0,19	0,19	0,19
Toronto 1	Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0
Toronto 2	Gaz Naturel	5,57	3,88	3,94	5	1,08	1	0,2	0,17
Bruce	Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0
Ouest	Gaz Naturel	0	0	0	0	0,19	0,19	0,19	0,19
Niagara	Hydro	0	0	0	0	1,86	1,86	1,86	1,86

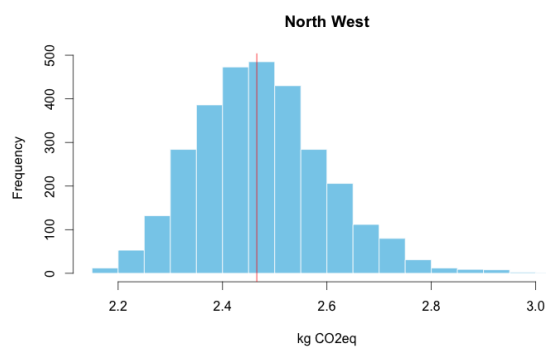
culés en utilisant la méthodologie des sections précédentes et donc en prenant compte de l'incertitude des processus d'ecoinvent. La figure 4.18 présente les distributions obtenues pour l'impact sur les changements climatiques d'un centre de données mis en ligne pendant 1 h dans 4 régions distinctes. Ces distributions de probabilités ont été obtenues en utilisant l'option minimisant le cout global de la production d'électricité.

Sur la figure 4.19 les distributions proviennent, cette fois, de bouquets électriques obtenus en ayant sélectionné l'option OPF. Sur chacune de ces distributions de probabilités, la valeur médiane est symbolisée par le trait vertical rouge.

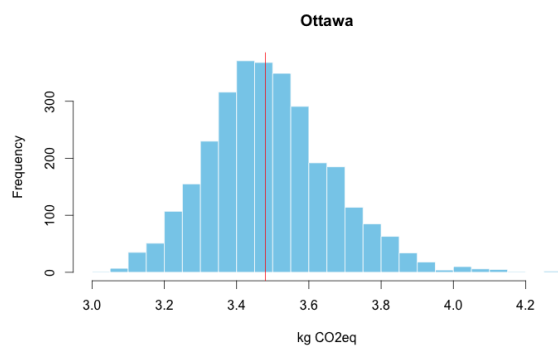
Comme la composition du bouquet électrique marginal est différente pour chaque scénario les impacts sur les changements climatiques varient alors que l'on reste toujours dans la même province. Avec les résultats présentés, on remarque que, quelle que soit la méthode d'optimisation utilisée, les valeurs médianes des distributions de probabilités changent énormément, allant parfois du simple au double pour la simulation utilisant l'option OPF (0,65 kg de CO₂ équivalent pour la région de Toronto et 1,17 kg de CO₂ équivalent pour la région du Nord Est).



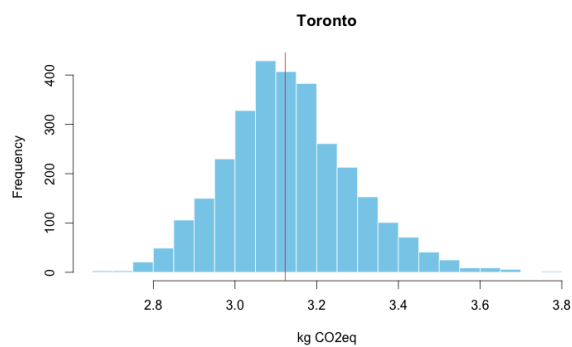
(a) Région du Nord Est



(b) Région du Nord Ouest

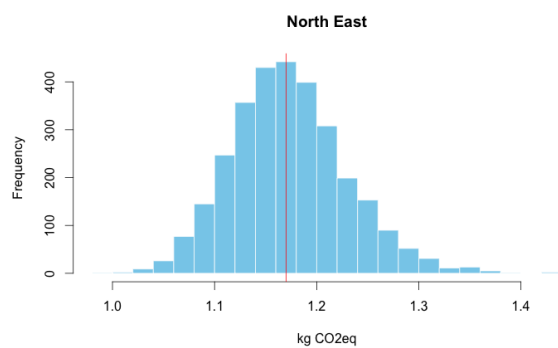


(c) Région d'Ottawa

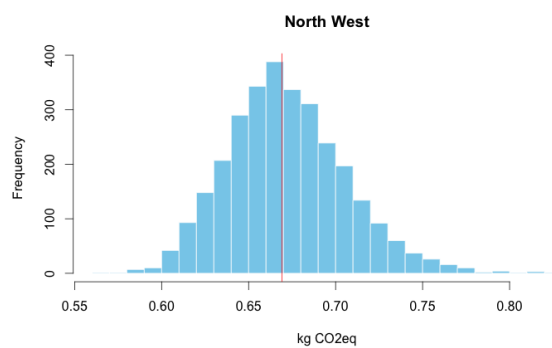


(d) Région de Toronto

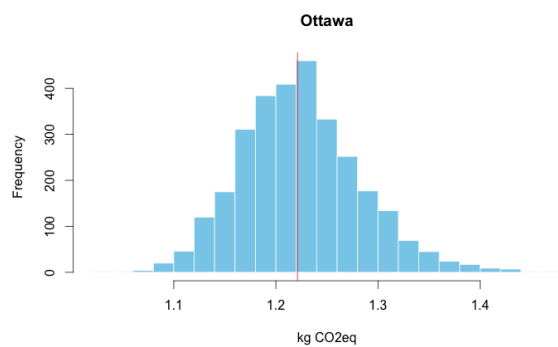
Figure 4.18 Distributions des impacts sur les changements climatiques d'un centre de données en fonction de l'emplacement sur le réseau avec optimisation économique



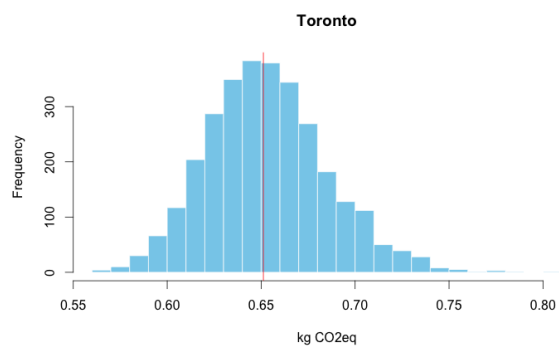
(a) Région du Nord Est



(b) Région du Nord Ouest



(c) Région d'Ottawa



(d) Région de Toronto

Figure 4.19 Distributions des impacts sur les changements climatiques d'un centre de données en fonction de l'emplacement sur le réseau avec optimisation des flux électriques

CHAPITRE 5 DISCUSSION ET RECOMMANDATIONS

5.1 Discussion

Cette section effectue un retour sur les résultats obtenus ainsi que leurs conséquences sur les conclusions des études originales.

5.1.1 Conséquences des incertitudes d'ecoinvent

Des simulations de Monte-Carlo ont été réalisées sur l'ensemble des bouquets électriques utilisés au travers des études de Maurice (2015) et Dandres et al. (2014), pour obtenir les distributions de probabilités résultant des incertitudes des données utilisées par les processus de la base de données ecoinvent.

Lorsque ces incertitudes sont prises en compte dans le modèle attributionnel, on observe que les écarts entre les différentes options sont suffisamment importants pour que cela n'influe que très peu sur les conclusions. En effet, seuls dans la catégorie des ressources naturelles, les impacts des provinces de l'Alberta et de l'Ontario sont assez proches pour que les distributions se recoupent de façon permanente sur les 9 mois étudiés. Le recouvrement moyen des deux distributions est de 61,8% pour cette période, avec un minimum de 55% et un maximum de 67,7%. Il est donc difficile de sélectionner avec certitude la meilleure province pour cette catégorie d'impact, si l'on ne compare que l'Alberta avec l'Ontario. Or dans le modèle attributionnel, le Québec est aussi un choix possible et les impacts dans la catégorie ressource pour cette province sont beaucoup plus faibles que pour les deux autres provinces. Mais le but de cette étude est de seulement fournir l'information sur l'incertitude de l'ACV-A de Maurice (2015).

Pour ce qui est du modèle conséquentiel, seuls 6 bouquets électriques horaires sur les 864 calculés peuvent éventuellement poser problème. Pour ces bouquets électriques, les probabilités que l'une des provinces soit plus avantageuse que l'autre sont comprises entre 40 et 60%. Ceci signifie que leurs distributions de probabilités se recoupent fortement et donc que si l'on considère les distributions de probabilités associées aux processus ecoinvent représentatives alors il est difficile de sélectionner une des provinces de façon certaine.

Toujours pour le modèle conséquentiel, le fait d'avoir remplacé les processus ecoinvent 3.1 de production d'électricité utilisée dans la méthode conséquentielle par des processus provenant de la base de données ecoinvent 2.1 a réduit les impacts d'un peu plus de 10%. Ceci est aussi dû au fait que dans le modèle conséquentiel des processus de perte électrique, entraînés

par le transport et les différentes transformations de l'électricité, sont inclus. Mais ces pertes d'électricité sur le réseau n'auront des conséquences que sur la quantité d'électricité et non sur les pourcentages des technologies des bouquets électriques.

Ceci signifie donc que les modèles mis en place apportent des résultats robustes et que leur utilisation est donc justifiable. Par contre, il est bon de remarquer que si l'on étudie des provinces avec des bouquets électriques relativement similaires, les intervalles de confiance et le taux de recouvrement des distributions de probabilités obtenues seraient probablement nécessaires pour prendre la bonne décision, car on peut l'observer sur les distributions de probabilités de l'Alberta ou l'Ontario, les intervalles de confiance sont assez importants.

5.1.2 Conséquences des centrales de production d'électricité non comptabilisée

L'addition des centrales électriques ayant une production nominale inférieure à 20MW aux données sources peut avoir deux conséquences en fonction de la technologie ajoutée. Si l'on ajoute une technologie déjà majoritaire dans la région, alors la part des autres technologies dans le mix électrique va diminuer. Ceci peut éventuellement entraîner une réduction des impacts, comme dans la province de Québec où 100 des 103 installations de petite taille répertoriées sont des barrages hydrauliques et donc l'ajout de leur capacité aboutit à une augmentation de la part de l'hydraulique au niveau du bouquet électrique régional. Par contre, si une technologie mineure est ajoutée, alors son pourcentage dans les mix électriques deviendra plus grand. Ceci est principalement le cas pour des turbines et générateurs fonctionnant avec des combustibles fossiles

Deux scénarios ont été calculés dans cette étude, un premier extrême, mais techniquement possible, avec les installations fonctionnant à pleine puissance en permanence et un second utilisant des facteurs de charge moyens. Des différences allant de -4,6% jusqu'à 8,8% sont observées pour les bouquets électriques calculés. Pour la province de Québec, on observe les plus grands écarts dans la catégorie qualité des écosystèmes, avec en moyenne des valeurs 2% moins importantes lorsque l'on considère les installations utilisées avec un facteur de capacité moyen.

Il faut noter aussi que les normes environnementales sont parfois moins contraignantes pour ces petites installations. Par exemple la «Steam Electric Power Generating Effluent Guidelines» mise en place par l'Agence de Protection Environnementale (EPA) américaine ne s'applique qu'aux installations ayant une puissance nominale de plus de 50MW (EPA, 2015). On peut observer ce phénomène sur la figure 5.1 basée sur les données fournies par la commission de coopération environnementale pour les installations en Amérique du Nord fonctionnant avec des combustibles fossiles. Les processus sélectionnés dans ces études ne sont donc peut-

être pas les plus représentatifs pour les installations de petites capacités. En utilisant des processus moins efficaces et plus polluants, l'impact de ces centrales serait plus réaliste et ainsi leur contribution serait plus importante.

Dans la base de données ecoinvent, il n'y a pas beaucoup de différenciations possibles en fonction de la capacité de production des centrales électriques. Un processus de turbine fonctionnant au gaz naturel et ayant une production inférieure à 10MW est disponible, mais pour l'hydraulique, le charbon ou encore le nucléaire il n'y a pas de multiples choix de capacité de production possibles pour différencier les types d'installations.

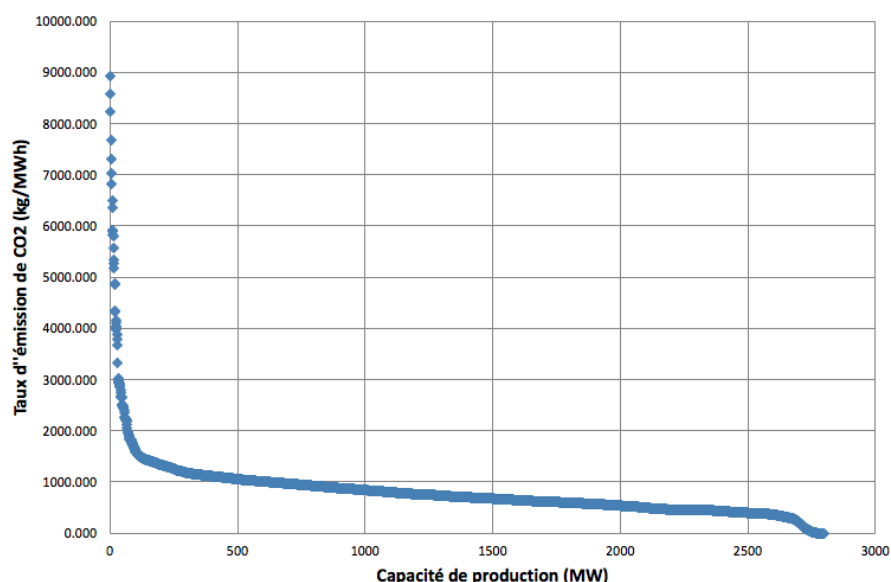


Figure 5.1 Taux d'émission de CO2 par MWh des centrales en fonction de leur capacité de production

5.1.3 Conséquences des différences entre les sources de données utilisées

Les écarts entre les données de production d'électricité provenant de Statistique Canada et celles provenant directement des producteurs régionaux sont assez conséquents pour les provinces de l'Alberta et l'Ontario. Par contre, lorsque seules les technologies sont comparées entre elles, on remarque que pour la production d'électricité à base d'énergie hydraulique les deux valeurs sont relativement proches. Étant donné que cette question avait été soulevée pour les données du Québec et que cette région est composée à 98% d'hydraulique on peut conclure qu'utiliser les données provenant de Statistique Canada est correct. On a pu observer que même en considérant des cas extrêmes où les productions d'électricité à base d'énergie fossile seraient sous-évaluées de 20%, les impacts de la région ne changeaient pas assez pour

inverser les conclusions.

Il est toutefois intéressant de noter que les données disponibles sur le site de Statistique Canada sont le résultat de sondages mensuels que les producteurs d'électricité doivent remplir et retourner avant la fin du mois suivant. La disparité de ces informations avec celles disponibles sur les sites des producteurs régionaux laisse à penser que si l'on en venait reproduire ces modèles de calcul dynamique pour l'ensemble des provinces canadiennes, il serait intéressant de communiquer avec les producteurs pour harmoniser la façon dont les données sont catégorisées et communiquées.

5.1.4 Conséquences cumulatives des trois sources d'incertitudes

Les trois sections précédentes ont permis d'identifier quelques sources d'incertitudes sur les résultats, mais chacune traitée de façon indépendante. De nouveaux impacts pour des bouquets électriques tenant compte de toutes ces informations ont ainsi été calculés pour évaluer la conséquence totale de ces trois sources d'incertitudes sur les résultats. On observe des diminutions, comprises entre 1 et 4%, pour les trois régions et ceci dans les quatre catégories d'impacts. De façon globale, ces modifications des bouquets énergétiques déplacent les courbes d'impacts dans la même direction pour les trois provinces donc les conclusions restent similaires.

5.1.5 Retour sur la modélisation du réseau de distribution

La modélisation d'un réseau de distribution d'électricité a permis de mettre en évidence que dans une même région la position des centrales électriques, l'emplacement des points de demande électrique ainsi que la structure du réseau de distribution ont une importance. En augmentant la demande électrique de façon similaire en quatre points du réseau, on a pu remarquer que la réponse du réseau n'était pas la même. Les centrales électriques utilisées pour répondre à cette demande supplémentaire, étant différentes, les impacts environnementaux de ces bouquets électriques marginaux ne sont pas les mêmes.

Même si l'utilisation de flux horaires pour l'évaluation des impacts environnementaux de l'électricité est une grande amélioration par rapport à l'approche classique, il reste beaucoup d'approximation au niveau du choix des technologies marginales. Il existe des limites physiques, comme les points d'interconnexion ou la capacité des lignes de transports, qui ne permettent pas la réalisation de certains scénarios. Même si un barrage hydraulique est disponible pour produire de l'électricité et qu'une demande supplémentaire d'énergie est nécessaire à l'autre bout de la région, il ne pourra éventuellement pas répondre à la demande

si l'interconnexion est déjà saturée.

CHAPITRE 6 CONCLUSION

6.1 Synthèse des travaux

Cette étude a permis de compléter les travaux précédemment réalisés par les études de Maurice (2015) et de Dandres et al. (2014) dans le cadre du projet GSTC. Les nouvelles approches attributionnelles et conséquentielles de la consommation d'électricité mises en place dans ces recherches ont permis d'évaluer de façon temporelle les impacts environnementaux de processus énergivores. L'analyse d'incertitudes des données et des modèles provenant de ces études permet de renforcer la qualité de leurs résultats. Pour cela :

- Des simulations de Monte-Carlo ont permis de générer des distributions de probabilité pour les impacts environnementaux des bouquets énergétiques horaires au travers des études originales.
- Une collecte de données a permis de quantifier l'électricité potentiellement non comptabilisée dans les bouquets électriques. Grâce à ces informations, de nouvelles distributions de probabilités ont été générées pour observer les conséquences de cet ajout sur les impacts environnementaux.
- Une comparaison des données provenant directement des opérateurs du réseau électrique avec les données disponibles auprès de Statistique Canada a permis d'observer des différences sur les quantités d'électricité produite reportées. Mais même si cette différence a pour effet de potentiellement augmenter les impacts environnementaux du Québec, ces derniers restent les plus bas dans les quatre catégories d'impacts.

Au travers des résultats de ce mémoire, on a pu observer que malgré la part d'incertitudes autour des impacts environnementaux des résultats obtenus avec les modèles attributionnels et conséquentiels, leurs conclusions ne changent pas. Seules quelques situations, relativement isolées sur l'ensemble des distributions de probabilités calculées, présentent des résultats assez proches pour que lorsque l'on tient compte de l'incertitude, le choix du bouquet électrique le moins impactant n'est pas évident.

6.2 Limitations de l'étude

Même si cette étude apporte quelques informations complémentaires sur la qualité des modèles mis en place précédemment, il faut toutefois y exposer ses limites.

Les processus utilisés pour générer les simulations de Monte-Carlo proviennent de la base

de données ecoinvent 2.2. La version 3 d'ecoinvent offre plus de données pour le secteur de l'électricité et les informations y sont plus récentes, mais il n'était pas possible d'y effectuer des analyses de Monte-Carlo au moment de la réalisation de cette étude pour les raisons décrites dans la section 3.2.1.

Lors de l'évaluation de la quantité d'électricité produite par les centrales de taille réduite et donc précédemment non comptabilisées, deux scénarios ont été choisis, car les données horaires pour ces installations ne sont pas disponibles. Il est donc possible que ces scénarios ne correspondent pas à la réalité et que leur production soit en fait beaucoup plus faible. La part d'incertitudes calculée dans la section 4.3 est peut-être alors surévaluée.

La différence de valeur entre les informations fournies par les producteurs régionaux d'électricité et Statistique Canada ne s'explique pas clairement. En effet, les données disponibles sur le site de Statistique Canada sont fournies par des rapports mensuels complétés par les opérateurs des réseaux et ceci de façon mensuelle. Statistique Canada n'a pas pu apporter plus d'explications à cette disparité.

Pour ce qui est de la modélisation du réseau électrique mise en place lors de ce mémoire, elle reste une version très simplifiée du réseau de distribution de l'Ontario. Une modélisation réaliste comprendrait des milliers d'objets (centrales, transformateurs, lignes...) chacun avec des paramètres spécifiques. De plus, des paramètres extérieurs, comme la température, ne sont pas considérés ici et ont des impacts sur les paramètres physiques des matériaux, entraînant par exemple des changements au niveau des pertes électriques et aux limites de transport. La congestion entre les zones, comme décrit par Amor et al. (2014b), n'est pas considérée dans la modélisation. Tous ces paramètres non inclus rajoutent de l'incertitude sur les résultats obtenus par cette modélisation. Il ne peut donc pas être utilisé pour prédire de façon exacte les réactions du système.

6.3 Améliorations futures

La principale amélioration serait d'effectuer des simulations de Monte-Carlo avec la version 3.2 d'ecoinvent pour les processus utilisés dans ces études. Cela permettrait d'utiliser des informations plus récentes et d'observer si les formes des distributions de probabilités produites par cette version d'ecoinvent varient par rapport à celles obtenues dans ce mémoire avec la version 2.2 d'ecoinvent.

La manière dont sont calculés les impacts environnementaux des bouquets électriques dans les études de Maurice (2015), Dandres et al. (2014) ou encore Vandromme (2014) permet de générer facilement des distributions de probabilités. En effet, dans ces études des scores

d'impacts orientés dommages ont été calculés pour chacune des technologies de production d'électricité. Ensuite, ces scores d'impacts sont multipliés par le pourcentage de leurs technologies respectives dans le bouquet électrique étudié. La même approche a été réalisée dans ce mémoire, mais au lieu d'utiliser une valeur unique par technologie pour les scores d'impacts, des séries de 3000 valeurs ont été calculées. Ces distributions de probabilités par technologie de production d'électricité ne changent pas et donc peuvent être réutilisées pour chaque bouquet électrique. Ceci permet d'obtenir des informations complémentaires telles que l'intervalle de confiance ou la variance des impacts environnementaux. Si ces approches de calculs dynamiques d'impacts environnementaux des bouquets électriques continuent à être utilisés, l'utilisation des scripts développés dans cette étude permettrait d'avoir des résultats avec plus d'informations sans avoir à y consacrer trop de temps.

Une modélisation réaliste du réseau n'est pas envisageable sans une collaboration avec les opérateurs du réseau de distribution d'électricité dans chacune des régions. Ces entités ont en interne des modélisations de leurs réseaux pour tester et optimiser leurs installations. Il leur est ainsi possible de savoir en tout temps la production de l'ensemble de leurs centrales électriques et de prévoir des changements de production en fonction des fluctuations au niveau de la demande. De la même façon que chaque kilowatt-heure supplémentaire a une valeur économique, induite par les coûts des technologies employées pour le produire, les informations sur les impacts de chacune des technologies présentes sur le réseau pourraient être comprises dans le modèle. L'identification des technologies marginales entrant en jeu pour la production d'un kilowatt-heure supplémentaire serait plus simple. L'électricité étant omniprésente dans notre société ceci permettrait d'avoir des calculs d'impact environnemental plus proche de la réalité pour ces processus.

D'un point de vue du réseau électrique, il semblerait que la manière la plus sûre de garantir l'utilisation d'une électricité à faible impact environnemental serait d'avoir des installations utilisant des énergies renouvelables directement installées proche des centres de données. Ceci permettrait d'avoir un réseau décentralisé mis en place entre le point de charge et les installations de production. Les pertes dues au transport et aux transformations seraient fortement réduites et les surplus de production pourraient être stockés localement en utilisant par exemple des accumulateurs. Mais ce scénario nécessite des équipements supplémentaires pour faire fonctionner et réguler un réseau décentralisé. Une étude ACV sur ce type d'installation pourrait être intéressante pour tester si elles sont vraiment plus avantageuses d'un point de vue environnemental.

Une dernière recommandation est que l'utilisation de données de production électrique horaire est plus intéressante que les valeurs moyennes ou annuelles de Statistique Canada. En effet,

les valeurs moyenne sont beaucoup plus facile d'accès, mais les variations observées entre les différentes sources de données dans ce mémoire laisse à penser que le temps passé pour obtenir les données horaires directement auprès des opérateurs sera bénéfique au niveau de la précision et de la répartition des bouquets électriques en fonction de leur technologie de production.

RÉFÉRENCES

- “TIC,” 2015. [En ligne]. Disponible : <http://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/TIC/10910450>
- ABB, “Infographie : L’impact énergétique des data centers,” 2011. [En ligne]. Disponible : <http://www.abb.fr/cawp/seitp202/1e9c597bdb2d4513c1257956003309f0.aspx>
- ABIresearch, “The Internet of Things Will Drive Wireless Connected Devices to 40.9 Billion in 2020,” 2014. [En ligne]. Disponible : <https://www.abiresearch.com/press/the-internet-of-things-will-drive-wireless-connect/>
- M. B. Amor, E. Billette de Villemeur, M. Pellat, et P. O. Pineau, “Influence of wind power on hourly electricity prices and GHG (greenhouse gas) emissions : Evidence that congestion matters from Ontario zonal data,” *Energy*, vol. 66, pp. 458–469, 2014.
- M. B. Amor, C. Gaudreault, P. O. Pineau, et R. Samson, “Implications of integrating electricity supply dynamics into life cycle assessment : A case study of renewable distributed generation,” *Renewable Energy*, vol. 69, pp. 410–419, 2014. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.063>
- A. Arvesen, I. B. Hauan, B. M. Bolsøy, et E. G. Hertwich, “Life cycle assessment of transport of electricity via different voltage levels : A case study for Nord-Trøndelag county in Norway,” *Applied Energy*, vol. 157, pp. 144–151, 2015.
- G. Beccali, M. Beccali, et M. Cellular, “Fuzzy set application in life cycle inventory of building materials,” dans *Buildings and the environment. International conference*, 1997, pp. 275–282.
- A. Berl, E. Gelenbe, M. Di Girolamo, G. Giuliani, H. De Meer, M. Q. Dang, et K. Pentikousis, “Energy-efficient cloud computing,” *Computer Journal*, vol. 53, no. 7, pp. 1045–1051, 2010.
- A. E. Björklund, “Survey of approaches to improve reliability in lca,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 7, no. 2, pp. 64–72, 2002.
- M. Bollen et F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, sér. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley, 2011. [En ligne]. Disponible : <https://books.google.ca/books?id=1KKN82OUXMYC>
- I. Boustead, “Eco-profiles of the European plastics industry. Report 3 : polyethylene and polypropylene.” European Centre for Plastics in the Environment, Brussels, Belgium, Rapp. tech., 1993.

- A. Braunschweig et R. Müller-Wenk, *Ökobilanzen für Unternehmen : eine Wegleitung für die Praxis*. JSTOR, 1993.
- C. Bulle, S. Humbert, M. Margni, R. Rosenbaum, et O. Joliet, “IMPACT World+ official launch,” dans *6th SETAC World Congress*, Berlin, 2012.
- Cisco, “Cisco Visual Networking Index : Forecast and Methodology, 2014-2019 White Paper,” 2015. [En ligne]. Disponible : http://www.cisco.com/c/en/us/solutions/collateral/service-provider/ip-ngn-ip-next-generation-network/whitepaper_c11-481360.html
- G. G. Cook, T. Dowdall, D. Pomerantz, et Y. Wang, “Clicking Clean : How Companies are Creating the Green Internet,” Rapp. tech., 2014.
- B. E. Dale et S. Kim, “Can the Predictions of Consequential Life Cycle Assessment Be Tested in the Real World? Comment on “Using Attributional Life Cycle Assessment to Estimate Climate-Change Mitigation...,”” *Journal of Industrial Ecology*, vol. 18, no. 3, pp. 466–467, may 2014. [En ligne]. Disponible : <http://doi.wiley.com/10.1111/jiec.12151>
- T. Dandres, “Développement d’une méthode d’analyse du cycle de vie conséquentielle prospective macroscopique : évaluation d’une politique de bioénergie dans l’union européenne à l’horizon 2025,” Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal, 2012.
- T. Dandres, R. F. Moghaddam, Y. Lemieux, M. Cheriet, et R. Samson, “Real-time optimization of a Green Sustainable Telco Cloud network of servers using consequential life cycle assessment,” SAM 8, 2014.
- T. Ekvall et B. Weidema, “System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 9, no. 3, pp. 161–171, 2004. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/article/10.1007/BF02994190>
- EPA, “Effluent Limitations Guidelines and Standards for the Steam Electric Power Generating Point Source Category,” pp. 1–67, 2015.
- E. Farnworth et J. C. Castilla-rubio, “SMART 2020 : Enabling the low carbon economy in the information age,” *Group*, vol. 30, pp. 1–87, 2008. [En ligne]. Disponible : <http://www.mendeley.com/research/smart-2020-enabling-the-low-carbon-economy-in-the-information-age/>
- G. Finnveden, M. Z. Hauschild, T. Ekvall, J. Guinée, R. Heijungs, S. Hellweg, A. Koehler, D. Pennington, et S. Suh, “Recent developments in Life Cycle Assessment,” *Journal of Environmental Management*, vol. 91, no. 1, pp. 1–21, 2009. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2009.06.018>
- R. Frischknecht, U. Bollens, S. Bosshart, M. Ciot, L. Cisery, G. Doka, et R. Dones, “Ökoinventare von Energiesystemen,” Office fédéral de l’énergie, Bern, Rapp. tech., 1996.

- R. Frischknecht, N. Jungbluth, H.-J. Althaus, G. Doka, R. Dones, S. Hellweg, R. Hischier, T. Nemecek, G. Rebitzer, M. Spielmann, T. Heck, et Anonymous, “The ecoinvent Database : Overview and Methodological Framework,” *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 10, no. 1, pp. 112–122, 2005. [En ligne]. Disponible : http://library.eawag-empa.ch/empa{__}publications/EMPA004171.pdf
- GaBi, “GaBi LCA Databases.” [En ligne]. Disponible : <http://www.gabi-software.com/america/databases/>
- M. Ghamkhari et H. Mohsenian-Rad, “Optimal integration of renewable energy resources in data centers with behind-the-meter renewable generator,” *2012 IEEE International Conference on Communications (ICC)*, pp. 3340–3344, 2012. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6364475>
- J. Glover, M. Sarma, et T. Overbye, *Power system analysis and design*, 2011. [En ligne]. Disponible : <http://books.google.com/books?hl=en{&}lr={&}id=HrtXToLEbVoC{&}oi=fnd{&}pg=PR7{&}dq=Power+System+Analysis+and+Design{&}ots=rFK1LuMaa3{&}sig=1Z-QA-DYYGjk-b8FN79s2-w9YZE>
- W. Grant, D. Edelson, J. Dumas, J. Zack, M. Ahlstrom, J. Kehler, P. Storck, J. Lerner, K. Parks, et C. Finley, “Change in the air,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 7, no. december 2009, pp. 47–58, 2009.
- E. Groen, R. Heijungs, E. Bokkers, et I. de Boer, “Methods for uncertainty propagation in life cycle assessment,” *Environmental Modelling & Software*, vol. 62, pp. 316–325, 2014. [En ligne]. Disponible : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364815214002953>
- J. Guinée, R. Heijungs, et L. V. Oers, “LCA impact assessment of toxic releases Generic modelling of fate , exposure and effect for ecosystems and human beings with data for about 100 chemicals,” no. May, 1996.
- K. Habersatter et F. Widmer, “Okobilanz von Packstoffen, Stand 1990,” *Schriftenreihe Umwelt*, vol. 132, p. 262, 1991.
- M. Z. Hauschild, M. Goedkoop, J. Guinée, R. Heijungs, M. Huijbregts, O. Jolliet, M. Margni, A. De Schryver, S. Humbert, A. Laurent, S. Sala, et R. Pant, “Identifying best existing practice for characterization modeling in life cycle impact assessment,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 18, no. 3, pp. 683–697, mar 2013. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/s11367-012-0489-5>
- R. Heijungs, “Identification of key issues for further investigation in improving the reliability of life-cycle assessments,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 4, no. 34, pp. 159–166, 1996. [En ligne]. Disponible : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965269600042X>

——, “Sensitivity coefficients for matrix-based LCA,” pp. 511–520, 2010.

R. Heijungs et M. a. J. Huijbregts, “A review of approaches to treat uncertainty in LCA,” *iEMSs 2004 International Congress*, p. 8, 2004. [En ligne]. Disponible : <http://www.iemss.org/iemss2004/pdf/lca/heijarev.pdf>

R. Heijungs et R. Kleijn, “Numerical approaches towards life cycle interpretation five examples,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 6, no. 3, pp. 141–148, 2001.

R. Heijungs et M. Lenzen, “Error propagation methods for LCA - A comparison,” *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 19, pp. 1445–1461, 2014.

R. Heijungs et H. Udo de Haes, “LCA training Kit,” UNEP, Rapp. tech., 2007.

P. J. G. Henriksson, J. B. Guinée, R. Heijungs, A. de Koning, et D. M. Green, “A protocol for horizontal averaging of unit process data—including estimates for uncertainty,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 19, no. 2, pp. 429–436, feb 2014. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/s11367-013-0647-4>

J. Hong, S. Shaked, R. K. Rosenbaum, et O. Jolliet, “Analytical uncertainty propagation in life cycle inventory and impact assessment : application to an automobile front panel,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 15, no. 5, pp. 499–510, 2010. [En ligne]. Disponible : <http://www.springerlink.com/index/10.1007/s11367-010-0175-4>

M. A. J. Huijbregts, “Application of uncertainty and variability in LCA,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 3, no. 5, pp. 273–280, sep 1998. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/BF02979835>
<http://link.springer.com/article/10.1007/BF02979835>

M. a. J. Huijbregts, W. Gilijamse, A. M. J. Ragas, et L. Reijnders, “Evaluating uncertainty in environmental life-cycle assessment. A case study comparing two insulation options for a Dutch one-family dwelling,” *Environmental Science and Technology*, vol. 37, no. 11, pp. 2600–2608, 2003.

R. G. Hunt, W. E. Franklin, et R. G. Hunt, “LCA — How it came about,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 1, no. 1, pp. 4–7, mar 1996. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/BF02978943>
<http://link.springer.com/10.1007/BF02978624>

H. Imbeault-Tétrault, O. Jolliet, L. Deschênes, et R. K. Rosenbaum, “Analytical Propagation of Uncertainty in Life Cycle Assessment Using Matrix Formulation,” *Journal of Industrial Ecology*, vol. 17, no. 4, pp. 485–492, aug 2013. [En ligne]. Disponible : <http://doi.wiley.com/10.1111/jiec.12001>

- International Energy Agency, *Electricity Information*, 2012. [En ligne]. Disponible : <http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/electricityinformation.pdf>
- Irena, “Renewable Power Generation Costs in 2012 : An Overview,” no. January, p. 92, 2012. [En ligne]. Disponible : http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview{__}RenewablePowerGenerationCostsin2012.pdf
- Iso, “ISO 14044 : Gestion environnementale - Analyse du cycle de vie - Exigences et lignes directrices,” vol. 2006, 2006.
- Joint Research Centre, “European reference Life Cycle Database.” [En ligne]. Disponible : <http://eplca.jrc.ec.europa.eu/ELCD3/index.xhtml>
- O. Joliet, M. Saadé, P. Crettaz, S. Shaked, G. Soucy, et G. Houillon, *Analyse du Cycle de Vie, Comprendre et réaliser un écobilan, 2ème édition*, 2010, vol. 1.
- D. J. Kennedy, D. C. Montgomery, et B. H. Quay, “Data quality,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 1, no. 4, pp. 199–207, 1996. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/BF02978693>
- K. Le, O. Bilgir, R. Bianchini, M. Martonosi, et T. D. Nguyen, “Managing the cost, energy consumption, and carbon footprint of internet services,” *ACM SIGMETRICS Performance Evaluation Review*, vol. 38, no. 1, p. 357, 2010. [En ligne]. Disponible : <http://portal.acm.org/citation.cfm?doid=1811099.1811085>
- D. Lew, G. Brinkman, E. Ibanez, B. M. Hodge, M. Hummon, A. Florita, et M. Heaney, “The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), Rapp. tech. September, sep 2013. [En ligne]. Disponible : <http://www.osti.gov/servlets/purl/1095399/>
- J. Li, Z. Li, K. Ren, et X. Liu, “Towards optimal electric demand management for internet data centers,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 183–192, 2012.
- L.-G. Lindfors, K. Christiansen, L. Hoffman, Y. Virtanen, V. Juntilla, A. Rønning, T. Ekvall, G. Finnveden *et al.*, *Nordic guidelines on life-cycle assessment*. Nordic Council of Ministers, 1995.
- Z. Liu, M. Lin, A. Wierman, S. Low, et L. L. H. Andrew, “Greening geographical load balancing,” *IEEE/ACM Transactions on Networking*, vol. 23, no. 2, pp. 657–671, 2015.
- S. M. Lloyd et R. Ries, “Characterizing, Propagating, and Analyzing Uncertainty in Life-Cycle Assessment A Survey of Quantitative Approaches,” *Journal of Industrial Ecology*, vol. 11, no. 1, pp. 161–181, 2007.
- S.-C. Lo, H.-w. Ma, et S.-L. Lo, “Quantifying and reducing uncertainty in life cycle assessment using the Bayesian Monte Carlo method,” *Science of The Total Environment*,

vol. 340, no. 1-3, pp. 23–33, 2005. [En ligne]. Disponible : <http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V78-4DTSKH4-2/2/0f6d635503b050fd17500876405dea5c>

D. Maga, M. Hiebel, et C. Knermann, “Comparison of two ICT solutions : desktop PC versus thin client computing,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 18, no. 4, pp. 861–871, may 2013. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/s11367-012-0499-3>

Y. Marfoq, “Analyse de la propagation des incertitudes et données agrégées en analyse du cycle de vie : évaluation et prise en compte de différents niveaux de corrélations,” Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal, 2015.

J. Marriott, H. S. Matthews, et C. T. Hendrickson, “Impact of Power Generation Mix on Life Cycle Assessment and Carbon Footprint Greenhouse Gas Results,” *Journal of Industrial Ecology*, vol. 14, no. 6, pp. 919–928, 2010.

H. S. Matthews, D. H. Matthews, et C. T. Hendrickson, *Life Cycle Assessment : Quantitative Approaches for Decisions That Matter*, 2015. [En ligne]. Disponible : <http://www.lcatextbook.com/>

B. Maurice, R. Frischknecht, V. Coelho-Schwartz, et K. Hungerbühler, “Uncertainty analysis in life cycle inventory. Application to the production of electricity with French coal power plants,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 8, no. 2, pp. 95–108, apr 2000. [En ligne]. Disponible : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652699003248>

E. Maurice, “Modélisation temporelle de la consommation électrique en analyse du cycle de vie, appliquée au contexte des TIC,” Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal, 2015.

E. Maurice, T. Dandres, R. Samson, R. F. Moghaddam, K. K. Nguyen, M. Cheriet, et Y. Lemieux, “Modelling of Electricity Mix in Temporal Differentiated Life-Cycle-Assessment to Minimize Carbon Footprint of a Cloud Computing Service,” dans *PROCEEDINGS OF THE 2014 CONFERENCE ICT FOR SUSTAINABILITY*, 2014, pp. 290–298.

G. Mauris, V. Lasserre, et L. Foulloy, “A fuzzy approach for the expression of uncertainty in measurement,” *Measurement*, vol. 29, no. 3, pp. 165–177, 2001.

M. P. Mills, “The cloud begins with coal : Big data, big networks, big infrastructure, and big power,” *Digital Power Group*, 2013.

S. Mingay, “Green IT : The New Industry Shockwave,” *Gartner RAS Research Note G*, vol. 153703, no. December 2007, p. 7, 2007.

F. F. Moghaddam, R. F. Moghaddam, et M. Cheriet, “Carbon metering and effective tax cost modeling for virtual machines,” dans *Proceedings - 2012 IEEE 5th International Conference on Cloud Computing, CLOUD 2012*, 2012, pp. 758–763.

S. Muller, “Estimation de l’incertitude sur les flux d’inventaire du cycle de vie - Modélisation et développement de facteurs empiriques pour l’approche pedigree,” Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal, 2015.

National Agricultural Library, “LCA Commons,” 1996. [En ligne]. Disponible : <https://data.nal.usda.gov/dataset/lca-commons>

NRCS, “Median vs. Average to Describe Normal.” [En ligne]. Disponible : http://www.wcc.nrcs.usda.gov/normals/median{__}average.htm

D. W. Pennington, M. Margni, C. Ammann, et O. Jolliet, “Multimedia fate and human intake modeling : Spatial versus nonspatial insights for chemical emissions in Western Europe,” *Environmental Science and Technology*, vol. 39, no. 4, pp. 1119–1128, 2005.

S. Ross, D. Evans, et M. Webber, “How LCA studies deal with uncertainty,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 7, no. 1, pp. 47–52, jan 2002. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/BF02978909>

M. Rouse, “What is ICT (information and communications technology - or technologies)? - Definition from WhatIs.com,” 2016. [En ligne]. Disponible : <http://searchcio.techtarget.com/definition/ICT-information-and-communications-technology-or-technologies>

D. Shipworth, “A stochastic framework for embodied greenhouse gas emissions modelling of construction materials,” *Building Research and Information*, vol. 30, no. 1, pp. 16–24, 2002. [En ligne]. Disponible : <http://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/09613210110090412>

S. Spatari, N. Kandasamy, D. Kusic, et E. V. Ellis, “Energy and locational workload management in data centers,” dans *Proceedings of the 2011 IEEE International Symposium on Sustainable Systems and Technology*, 2011, pp. 1–5. [En ligne]. Disponible : <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-79960729495{&}partnerID=tZOtx3y1>

Synchromedia, “Synchromedia,” 2011. [En ligne]. Disponible : <http://www.synchromedia.ca/>

R. R. Tan, “Using fuzzy numbers to propagate uncertainty in matrix-based LCI,” *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 13, no. 7, pp. 585–592, 2008.

The Climate Group, “SMART 2020 : Enabling the low carbon economy in the information age,” *Group*, vol. 30, no. 2, pp. 1–87, 2008. [En ligne]. Disponible : http://www.smart2020.org/{__}assets/files/02{__}Smart2020Report.pdf

Unep Setac Life Cycle Initiative, *Guidelines for Social Life Cycle Assessment of Products*, 2009, vol. 15, no. 2. [En ligne]. Disponible : http://www.unep.fr/shared/publications/pdf/DTIx1164xPA-guidelines{__}sLCA.pdf

W. Van Heddeghem, S. Lambert, B. Lannoo, D. Colle, M. Pickavet, et P. Demeester, “Trends in worldwide ICT electricity consumption from 2007 to 2012,” *Computer Communications*, feb 2014. [En ligne]. Disponible : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140366414000619>

N. Vandromme, “Modélisation conséquentielle de la consommation d’énergie d’un groupe de serveurs générant un nuage informatique et attributionnelle des bénéfices de la virtualisation,” Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal, 2014.

H. Wang, J. Huang, X. Lin, et H. Mohsenian-Rad, “Exploring smart grid and data center interactions for electric power load balancing,” *ACM SIGMETRICS Performance Evaluation Review*, vol. 41, pp. 89–94, 2014. [En ligne]. Disponible : <http://dl.acm.org/citation.cfm?doid=2567529.2567556>

J. A. Wardekker, J. P. van der Sluijs, P. H. Janssen, P. Klopogge, et A. C. Petersen, “Uncertainty communication in environmental assessments : views from the Dutch science-policy interface,” *Environmental Science & Policy*, vol. 11, no. 7, pp. 627–641, nov 2008. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.envsci.2008.05.005><http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1462901108000658>

Webpagefx, “The Internet in Real Time,” 2014. [En ligne]. Disponible : <http://www.webpagefx.com/internet-real-time/>

A. Weckenmann et A. Schwan, “Environmental life cycle assessment with support of fuzzy-sets,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 6, no. 1, pp. 13–18, 2001. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/article/10.1007/BF02977589>

B. P. Weidema, C. Bauer, R. Hischer, C. Mutel, T. Nemecek, C. O. Vadenbo, et G. Wernet, “Overview and methodology. Data quality guideline for the ecoinvent database version 3,” Rapp. tech. 1, 2011. [En ligne]. Disponible : <http://www.pre-north-america.net/download/manuals/EcoinventOverviewAndMethodology.pdf>

B. Weidema, *Market information in life cycle assessment*, 2003, no. 863. [En ligne]. Disponible : <http://www.norlca.org/resources/780.pdf>

B. P. Weidema et M. S. Wesnaes, “Data quality management for life cycle inventories-an example of using data quality indicators,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 4, no. 3-4, pp. 167–174, 1996.

G. Wernet, S. Hellweg, U. Fischer, S. Papadokonstantakis, et K. Hungerbühler, “Molecular-Structure-Based Models of Chemical Inventories using Neural Networks,” *Environmental Science & Technology*, vol. 42, no. 17, pp. 6717–6722, sep 2008. [En ligne]. Disponible : <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/18800554><http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es7022362><http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es7022362>

B. Whitehead, D. Andrews, et A. Shah, “The life cycle assessment of a UK data centre,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 20, no. 3, pp. 332–349, mar 2015. [En ligne]. Disponible : <http://link.springer.com/10.1007/s11367-014-0838-7>

C. M. Zuppo, “Defining ICT in a Boundaryless World : The Development of a Working Hierarchy,” *International Journal of Managing Information Technology (IJMIT)*, vol. 4, no. 3, pp. 13–22, 2012.

ANNEXE A Simulation de Monte-Carlo avec la version 3.1 de la base de données ecoinvent pour le processus "electricity production, nuclear, boiling water reactor, alloc. default, U"

Tableau A.1 Résultat de simulation de Monte-Carlo pour le processus "electricity production, nuclear, boiling water reactor, alloc. default, U"

Impact category	Reference unit	Moyenne	Mediane
climate change - climate change	points	-7.85249E-05	8.15261E-07
climate change - total	points	-7.85249E-05	8.15261E-07
ecosystem quality - aquatic ecotoxicity	points	7.37273E-05	1.21838E-05
ecosystem quality - aquatic ecotoxicity (corrected)	points	1.44802E-07	1.39646E-07
ecosystem quality - land occupation	points	-0.015610528	-7.66073E-10
ecosystem quality - terrestrial acidification & nutrification	points	-2.73274E-06	2.25992E-08
ecosystem quality - terrestrial ecotoxicity	points	1.50296E-05	5.75177E-06
ecosystem quality - terrestrial ecotoxicity (corrected)	points	1.07908E-05	1.34176E-06
ecosystem quality - total	points	-0.015524504	1.73291E-05
ecosystem quality - total (corrected)	points	-0.01560206	1.42787E-06
human health - human toxicity	points	9.84029E-06	5.0698E-06
human health - human toxicity (corrected)	points	5.11867E-06	3.90603E-06
human health - ionising radiation	points	1.33655E-06	-1.30973E-06
human health - ionising radiation (corrected)	points	1.33655E-06	-1.30973E-06
human health - ozone layer depletion	points	1.6563E-08	1.57223E-08
human health - photochemical oxidation	points	-8.63887E-07	8.03741E-10
human health - respiratory effects (inorganics)	points	-0.0577345	1.46053E-06
human health - total	points	-0.05772417	4.50803E-06
human health - total (corrected)	points	-0.057728199	3.44222E-06
resources - mineral extraction	points	-1.30847E-07	-9.28916E-08
resources - non-renewable energy	points	3.67588E-05	8.73473E-05
resources - total	points	3.66279E-05	8.72271E-05

ANNEXE B Simulation de Monte-Carlo avec la version 2.2 de la base de données ecoinvent, pour le processus "Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U"

Tableau B.1 Simulation de Monte-Carlo pour le processus "Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U"

Monte Carlo dans Open LCA		3000 run	5000 run	10000 run
	Reference unit	Median	Median	Median
ecosystem quality - aquatic ecotoxicity	kg TEG water	54.33467285	54.9605060	54.69214508
ecosystem quality - land occupation	m2org.arable	0.000359195	0.0003582	0.00035965
ecosystem quality - terrestrial acidification & nitrification	kg SO2 eq	0.000365458	0.0003642	0.000366797
ecosystem quality - terrestrial ecotoxicity	kg TEG soil	11.7736144	11.7320097	11.80569044
human health - human toxicity	kg C2H3Cl eq	0.011966985	0.0117821	0.011574129
human health - ionising radiation	Bq C-14 eq	104.9529003	108.6259409	106.3745158
human health - ozone layer depletion	kg CFC-11 eq	6.00767E-08	0.0000001	6.0366E-08
human health - photochemical oxidation	kg C2H4 eq	5.98695E-06	0.0000060	6.01301E-06
human health - respiratory effects (inorganics)	kg PM2.5 eq	3.81486E-05	0.0000390	3.84696E-05
resources - mineral extraction	MJ primary	0.002066186	0.0020847	0.002078533
resources - non-renewable energy	MJ surplus	15.60844089	15.6432858	15.70048423
climate change - climate change	kg CO2 eq	0.012693325	0.0126534	0.012674218

ANNEXE C Médianes de 12 simulations de Monte-Carlo consécutives du processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC" et variance de ces médianes

Tableau C.1 Médianes de 12 simulations de Monte-Carlo du processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC" et variance de ces médianes

Median		Run 1	Run 2	Run 3	Run 4	Run 5	Run 6	Run 7	Run 8	Run 9	Run 10	Run 11	Run 12	Average
Impact category	Reference unit													
CC - climate change	points	1.144E-04	1.143E-04	1.143E-04	1.140E-04	1.142E-04	1.143E-04	1.147E-04	1.142E-04	1.143E-04	1.140E-04	1.142E-04	1.144E-04	1.143E-04
EQ - aquatic ecotoxicity	points	3.159E-07	3.298E-07	3.279E-07	3.235E-07	3.295E-07	3.243E-07	3.305E-07	3.237E-07	3.156E-07	3.188E-07	3.203E-07	3.218E-07	3.239E-07
EQ - land occupation	points	8.501E-07	8.639E-07	8.532E-07	8.400E-07	8.627E-07	8.447E-07	8.789E-07	8.250E-07	7.927E-07	8.459E-07	8.414E-07	8.221E-07	8.457E-07
EQ - terrestrial acidification & nutrification	points	1.390E-06	1.384E-06	1.383E-06	1.372E-06	1.376E-06	1.381E-06	1.376E-06	1.375E-06	1.362E-06	1.369E-06	1.370E-06	1.374E-06	1.377E-06
EQ - terrestrial ecotoxicity	points	2.307E-05	2.347E-05	2.360E-05	2.295E-05	2.291E-05	2.366E-05	2.323E-05	2.311E-05	2.317E-05	2.266E-05	2.314E-05	2.296E-05	2.318E-05
EQ - total	points	2.586E-05	2.618E-05	2.626E-05	2.584E-05	2.565E-05	2.645E-05	2.598E-05	2.590E-05	2.569E-05	2.548E-05	2.585E-05	2.576E-05	2.593E-05
HH - human toxicity	points	1.059E-05	1.054E-05	1.090E-05	1.058E-05	1.060E-05	1.068E-05	1.087E-05	1.089E-05	1.086E-05	1.076E-05	1.078E-05	1.072E-05	1.073E-05
HH - ionising radiation	points	4.010E-08	3.906E-08	3.892E-08	3.808E-08	3.823E-08	3.994E-08	3.981E-08	3.876E-08	3.695E-08	3.785E-08	3.758E-08	3.735E-08	3.877E-08
HH - ozone layer depletion	points	1.394E-09	1.360E-09	1.342E-09	1.320E-09	1.341E-09	1.352E-09	1.354E-09	1.351E-09	1.335E-09	1.350E-09	1.345E-09	1.343E-09	1.350E-09
HH - photochemical oxidation	points	2.773E-08	2.817E-08	2.767E-08	2.719E-08	2.736E-08	2.744E-08	2.769E-08	2.761E-08	2.672E-08	2.732E-08	2.726E-08	2.725E-08	2.749E-08
HH - respiratory effects (inorganics)	points	7.990E-05	7.977E-05	7.958E-05	7.943E-05	7.954E-05	7.973E-05	7.961E-05	7.972E-05	7.925E-05	7.940E-05	7.942E-05	7.936E-05	7.959E-05
HH - total	points	9.337E-05	9.302E-05	9.315E-05	9.244E-05	9.266E-05	9.302E-05	9.315E-05	9.301E-05	9.291E-05	9.295E-05	9.282E-05	9.275E-05	9.297E-05
R - mineral extraction	points	2.147E-08	2.173E-08	2.211E-08	2.153E-08	2.175E-08	2.186E-08	2.218E-08	2.202E-08	2.165E-08	2.186E-08	2.190E-08	2.183E-08	2.182E-08
R - non-renewable energy	points	7.301E-05	7.575E-05	7.413E-05	7.462E-05	7.587E-05	7.553E-05	7.478E-05	7.371E-05	7.092E-05	7.246E-05	7.290E-05	7.333E-05	7.408E-05
R - total	points	7.303E-05	7.576E-05	7.417E-05	7.463E-05	7.589E-05	7.556E-05	7.480E-05	7.373E-05	7.093E-05	7.249E-05	7.293E-05	7.334E-05	7.410E-05
Variance														
Impact category	Reference unit	Run 1	Run 2	Run 3	Run 4	Run 5	Run 6	Run 7	Run 8	Run 9	Run 10	Run 11	Run 12	Average
CC - climate change	points	1.21E-14	3.09E-15	1.40E-15	6.36E-14	2.30E-15	1.32E-15	1.65E-13	2.20E-15	1.27E-17	9.16E-14	2.76E-15	4.48E-15	3.42996E-14
EQ - aquatic ecotoxicity	points	6.51E-17	3.47E-17	1.55E-17	2.43E-19	3.06E-17	1.39E-19	4.33E-17	6.23E-20	6.93E-17	2.67E-17	1.34E-17	4.58E-18	2.85736E-17
EQ - land occupation	points	1.91E-17	3.31E-16	5.58E-17	3.28E-17	2.88E-16	9.42E-19	1.10E-15	4.30E-16	2.81E-15	4.45E-20	1.86E-17	5.60E-16	5.06842E-16
EQ - terrestrial acidification & nutrification	points	1.84E-16	4.72E-17	4.12E-17	2.61E-17	1.43E-18	1.64E-17	9.91E-20	4.85E-18	2.07E-16	5.89E-17	4.65E-17	5.81E-18	5.8706E-17
EQ - terrestrial ecotoxicity	points	1.25E-14	8.06E-14	1.77E-13	5.37E-14	7.61E-14	2.25E-13	1.77E-15	4.76E-15	1.05E-16	2.73E-13	1.60E-15	4.98E-14	9.04082E-14
EQ - total	points	4.32E-15	6.37E-14	1.07E-13	7.89E-15	7.79E-14	2.75E-13	2.37E-15	6.68E-16	5.89E-14	2.03E-13	5.54E-15	2.86E-14	8.00638E-14
HH - human toxicity	points	1.89E-14	3.45E-14	2.99E-14	2.19E-14	1.67E-14	2.52E-15	2.03E-14	2.76E-14	1.86E-14	1.08E-15	2.97E-15	1.12E-16	1.92038E-14
HH - ionising radiation	points	1.76E-18	8.57E-20	2.15E-20	4.75E-19	2.88E-19	1.38E-18	1.08E-18	2.32E-22	3.30E-18	8.50E-19	1.41E-18	2.01E-18	9.24395E-19
HH - ozone layer depletion	points	1.95E-21	1.01E-22	6.50E-23	8.92E-22	7.90E-23	5.68E-24	1.68E-23	8.73E-25	2.18E-22	1.24E-27	2.35E-23	4.21E-23	3.32485E-22
HH - photochemical oxidation	points	5.90E-20	4.55E-19	3.31E-20	9.22E-20	1.84E-20	2.19E-21	4.04E-20	1.52E-20	5.88E-19	2.91E-20	5.23E-20	5.68E-20	1.33264E-19
HH - respiratory effects (inorganics)	points	9.37E-14	3.10E-14	2.15E-16	2.63E-14	2.44E-15	1.86E-14	2.18E-16	1.59E-14	1.15E-13	3.74E-14	2.93E-14	5.26E-14	3.41293E-14
HH - total	points	1.61E-13	2.57E-15	3.32E-14	2.82E-13	9.36E-14	2.70E-15	3.34E-14	2.14E-15	3.66E-15	3.17E-16	2.04E-14	4.88E-14	6.15205E-14
R - mineral extraction	points	1.17E-19	6.87E-21	8.45E-20	8.32E-20	4.71E-21	2.12E-21	1.32E-19	4.24E-20	2.82E-20	1.99E-21	6.75E-21	2.42E-22	5.03002E-20
R - non-renewable energy	points	1.15E-12	2.79E-12	3.36E-15	2.92E-13	3.22E-12	2.12E-12	4.97E-13	1.36E-13	9.99E-12	2.63E-12	1.38E-12	5.61E-13	2.28151E-12
R - total	points	1.15E-12	2.76E-12	4.67E-15	2.82E-13	3.21E-12	2.12E-12	4.94E-13	1.35E-13	1.00E-11	2.58E-12	1.37E-12	5.70E-13	2.27588E-12

ANNEXE D Pourcentage d'écart entre la médiane et la valeur déterministe résultant de 12 simulations de Monte-Carlo consécutives pour le processus "electricity, hard coal, at power plant NPCC"

Tableau D.1 Pourcentage d'écart entre la médiane et la valeur déterministe

Percent Difference to Analysis value															
Impact category	Reference unit	Analysis	Run 1	Run 2	Run 3	Run 4	Run 5	Run 6	Run 7	Run 8	Run 9	Run 10	Run 11	Run 12	Average
CC - total	kg CO2 eq	1.11E+00	-1.97%	-1.92%	-1.90%	-1.65%	-1.83%	-1.90%	-2.22%	-1.83%	-1.87%	-1.60%	-1.82%	-1.93%	-1.87%
EQ - aquatic ecotoxicity	PDF*m2*yr	3.79E-03	-13.22%	-17.52%	-16.93%	-15.58%	-17.41%	-15.84%	-17.72%	-15.65%	-13.14%	-14.13%	-14.60%	-15.07%	-15.57%
EQ - land occupation	PDF*m2*yr	9.75E-03	-17.73%	-19.33%	-18.09%	-16.54%	-19.19%	-17.10%	-21.03%	-14.75%	-10.78%	-17.24%	-16.71%	-14.39%	-16.90%
EQ - terrestrial acidification & nitrification	PDF*m2*yr	1.78E-02	-6.52%	-6.03%	-6.00%	-5.17%	-5.45%	-5.83%	-5.51%	-5.38%	-4.49%	-4.98%	-5.04%	-5.36%	-5.48%
EQ - terrestrial ecotoxicity	PDF*m2*yr	2.67E-01	-16.77%	-18.45%	-19.03%	-16.25%	-16.06%	-19.26%	-17.43%	-16.95%	-17.20%	-14.98%	-17.08%	-16.29%	-17.15%
EQ - total	PDF*m2*yr	2.99E-01	-17.08%	-18.29%	-18.58%	-16.99%	-16.26%	-19.32%	-17.52%	-17.23%	-16.40%	-15.59%	-17.05%	-16.68%	-17.25%
HH - human toxicity	DALY	6.07E-08	-21.22%	-20.77%	-24.07%	-21.12%	-21.30%	-22.03%	-23.80%	-24.01%	-23.74%	-22.80%	-23.00%	-22.40%	-22.52%
HH - ionising radiation	DALY	1.94E-10	-37.81%	-35.28%	-34.92%	-32.81%	-33.20%	-37.44%	-37.11%	-34.51%	-29.87%	-32.21%	-31.53%	-30.92%	-33.97%
HH - ozone layer depletion	DALY	7.67E-12	-25.30%	-22.87%	-21.54%	-19.92%	-21.48%	-22.31%	-22.43%	-22.20%	-21.05%	-22.14%	-21.78%	-21.66%	-22.06%
HH - photochemical oxidation	DALY	1.66E-10	-16.65%	-18.18%	-16.43%	-14.67%	-15.28%	-15.60%	-16.50%	-16.22%	-12.96%	-15.15%	-14.94%	-14.91%	-15.62%
HH - respiratory effects (inorganics)	DALY	5.34E-07	-5.96%	-5.79%	-5.56%	-5.37%	-5.51%	-5.74%	-5.59%	-5.73%	-5.15%	-5.33%	-5.36%	-5.29%	-5.53%
HH - total	DALY	5.95E-07	-10.70%	-10.32%	-10.46%	-9.70%	-9.94%	-10.32%	-10.46%	-10.32%	-10.20%	-10.25%	-10.11%	-10.03%	-10.23%
R - mineral extraction	MJ primary	2.63E-03	-21.42%	-22.61%	-24.29%	-21.67%	-22.67%	-23.19%	-24.61%	-23.91%	-22.22%	-23.18%	-23.35%	-23.05%	-23.01%
R - non-renewable energy	MJ primary	1.10E+01	-0.74%	-4.42%	-2.27%	-2.92%	-4.59%	-4.14%	-3.14%	-1.70%	2.17%	0.02%	-0.60%	-1.18%	-1.96%
R - total	MJ primary	1.10E+01	-0.75%	-4.42%	-2.29%	-2.92%	-4.59%	-4.15%	-3.14%	-1.70%	2.16%	-0.01%	-0.61%	-1.18%	-1.97%

ANNEXE E Code pour le calcul des distributions marginales moyennes par heure

```

#load("marginalontario.Rda")
#load("marginalalberta.Rda")
id <- read.csv("id.csv")

tempmatrix <- matrix(nrow=24,ncol = 3000)
idmatrix <- matrix(nrow=864,ncol = 3000)

for (i in 1:864){
  tempmatrix = data.frame()
  idtemp <- id[i,1]
  for (x in 1:26304){
    if (mAlberta[x,1] == idtemp){
      tempmatrix <- rbind(tempmatrix,mAlberta[x,2:3001])
    }
  }
  for (n in 1:3000){
    samplelist = numeric()
    for (h in 1:nrow(tempmatrix)){
      index <- sample(c(1:3000),1,replace=TRUE)
      samplelist <- c(samplelist,tempmatrix[h,index])
    }
    idmatrix[i,n] <- mean(samplelist)
  }
  print(i)
}

meanalbertaperid <- rowMeans(idmatrix)
quantilealbertaperid <- rowQuantiles(idmatrix,probs = c(0.025,0.975))
write.csv(meanalbertaperid,"meanalbertaperid.csv")
write.csv(quantilealbertaperid,"quantilealbertaperid.csv")

#Ontario Version

```

```

mOntario$X <- idforx$ID
idmatrixontario <- matrix(nrow=864,ncol = 3000)
for (i in 1:864){
  tempmatrix = data.frame()
  idtemp <- id[i,1]
  for (x in 1:26304){
    if (mOntario[x,1] == idtemp){
      tempmatrix <- rbind(tempmatrix,mOntario[x,2:3001])
    }
  }
  for (n in 1:3000){
    samplelist = numeric()
    for (h in 1:nrow(tempmatrix)){
      index <- sample(c(1:3000),1,replace=TRUE)
      samplelist <- c(samplelist ,tempmatrix[h,index])
    }
    idmatrixontario[i,n] <- mean(samplelist)
  }
  print(i)
}

meanontarioperid <- rowMeans(idmatrixontario)
quantileontarioperid <- rowQuantiles(idmatrixontario ,probs = c(0.025,0.975))
write.csv(meanontarioperid ,"meanontarioperid.csv")
write.csv(quantileontarioperid ,"quantileontarioperid.csv")

```

ANNEXE F Code en R pour le calcul des distributions de probabilités des bouquets électriques

```

#Load required library
library(modeest)
library(matrixStats)

#Load required data files in main directory
setwd("/Users/constant/R/elsa")

ontario <- read.csv("ontarioelsa.csv")
ontariomar <- read.csv("ontariomarelsa.csv")
alberta <- read.csv("albertaelsa.csv")
albertamar <- read.csv("albertamarelsa.csv")
quebec <- read.csv("quebecelsa.csv")
quebecmar <- read.csv("quebecmarelsa.csv")

uncertaintyeq <- read.csv("uncertaintyeq.csv")

#Change directory to save the computed data in one folder
setwd("/Users/constant/R/elsa/EQ")

#Table is just a token to have an idea of the process running
table <- 1

#Compute a distribution for each grid-mix by picking random impact
valor from the uncertaintyeq matrix
matontario <- matrix(nrow=nrow(ontario),ncol = 3000)
for(h in 1:nrow(ontario)){
  for(n in 1:3000){
    matontario[h,n] <- ontario$nuclear[h]*sample(uncertaintyeq$nuclear,1,
    replace=TRUE) +
      ontario$coal[h]*sample(uncertaintyeq$coal,1,replace=TRUE) +
      ontario$nat_gas[h]*sample(uncertaintyeq$nat_gas,1,replace=TRUE) +
      ontario$hydro[h]*sample(uncertaintyeq$hydro,1,replace=TRUE) +
      ontario$wind[h]*sample(uncertaintyeq$wind,1,replace=TRUE) +

```

```

        ontario$soil[h]*sample(uncertaintyeq$soil,1,replace=TRUE)
    }
    print(c(table,h))
}

table <- 2
matontariomar <- matrix(nrow=nrow(ontariomar),ncol = 3000)
for(h in 1:nrow(ontariomar)){
    for(n in 1:3000){
        matontariomar[h,n] <- ontariomar$nuclear[h]*sample(uncertaintyeq
        $nuclear,1,replace=TRUE) +
            ontariomar$coal[h]*sample(uncertaintyeq$coal,1,replace=TRUE) +
            ontariomar$nat_gas[h]*sample(uncertaintyeq$nat_gas,1,replace=TRUE)+
            ontariomar$hydro[h]*sample(uncertaintyeq$hydro,1,replace=TRUE) +
            ontariomar$wind[h]*sample(uncertaintyeq$wind,1,replace=TRUE) +
            ontariomar$soil[h]*sample(uncertaintyeq$soil,1,replace=TRUE)
    }
    print(c(table,h))
}

table <- 3
matalberta <- matrix(nrow=nrow(alberta),ncol = 3000)
for(h in 1:nrow(alberta)){
    for(n in 1:3000){
        matalberta[h,n] <- alberta$coal[h]*sample(uncertaintyeq$coal_alberta,
        1,replace=TRUE) +
            alberta$nat_gas[h]*sample(uncertaintyeq$nat_gas_alberta,1,
            replace=TRUE) +
            alberta$hydro[h]*sample(uncertaintyeq$hydro,1,replace=TRUE) +
            alberta$wind[h]*sample(uncertaintyeq$wind,1,replace=TRUE) +
            alberta$other[h]*(0.98*sample(uncertaintyeq$wood,1,replace=TRUE)
            +0.02*sample(uncertaintyeq$soil,1,replace=TRUE))
    }
    print(c(table,h))
}

```

```

table <- 4
matalbertamar <- matrix(nrow=nrow(albertamar),ncol = 3000)
for(h in 1:nrow(albertamar)){
  for(n in 1:3000){
    matalbertamar[h,n] <- albertamar$coal[h]*sample(uncertaintyeq
    $coal_alberta,1,replace=TRUE) +
    albertamar$nat_gas[h]*sample(uncertaintyeq$nat_gas_alberta,1
    ,replace=TRUE) +
    albertamar$hydro[h]*sample(uncertaintyeq$hydro,1,replace=TRUE) +
    albertamar$wind[h]*sample(uncertaintyeq$wind,1,replace=TRUE) +
    albertamar$other[h]*(0.98*sample(uncertaintyeq$wood,1,replace=TRUE)
    +0.02*sample(uncertaintyeq$oil,1,replace=TRUE))
  }
  print(c(table,h))
}

```

```

table <- 5
matquebec <- matrix(nrow=nrow(quebec),ncol = 3000)
for(h in 1:nrow(quebec)){
  for(n in 1:3000){
    matquebec[h,n] <- quebec$nuclear[h]*sample(uncertaintyeq$nuclear,1
    ,replace=TRUE) +
    quebec$coal[h]*sample(uncertaintyeq$coal,1,replace=TRUE) +
    quebec$nat_gas[h]*sample(uncertaintyeq$nat_gas,1,replace=TRUE) +
    quebec$hydro[h]*sample(uncertaintyeq$hydro,1,replace=TRUE) +
    quebec$wind[h]*sample(uncertaintyeq$wind,1,replace=TRUE) +
    quebec$oil[h]*sample(uncertaintyeq$oil,1,replace=TRUE)
  }
  print(c(table,h))
}

```

```

table <- 6
matquebecmar <- matrix(nrow=nrow(quebecmar),ncol = 3000)
for(h in 1:nrow(quebecmar)){
  for(n in 1:3000){
    matquebecmar[h,n] <- quebec$nuclear[h]*sample(uncertaintyeq$nuclear,1

```



```

,replace=TRUE) +
  quebec$coal[h]*sample(uncertaintyeq$coal,1,replace=TRUE) +
  quebec$nat_gas[h]*sample(uncertaintyeq$nat_gas,1,replace=TRUE) +
  quebec$hydro[h]*sample(uncertaintyeq$hydro,1,replace=TRUE) +
  quebec$wind[h]*sample(uncertaintyeq$wind,1,replace=TRUE) +
  quebec$oil[h]*sample(uncertaintyeq$oil,1,replace=TRUE)
}
print(c(table,h))
}

```

#Save all the new matrix

```

save(matontario, file = "matontarioEQ.Rda")
save(matontariomar, file = "matontariomarEQ.Rda")
save(matalberta, file = "matalbertaEQ.Rda")
save(matalbertamar, file = "matalbertamarEQ.Rda")
save(matquebec, file = "matquebecEQ.Rda")
save(matquebecmar, file = "matquebecmarEQ.Rda")

```

#For each of them compute the mean, the standar deviation, the variance
and save them in multiple csv

```

meanontatio <- rowMeans(matontario)
sdontario <- rowSds(matontario)
varontario <- rowVars(matontario)
write.csv(meanontatio,"meanontatioEQ.csv")
write.csv(sdontario,"sdontarioEQ.csv")
write.csv(varontario,"varontarioEQ.csv")

```

```

meanontatiomar <- rowMeans(matontariomar)
sdontariomar <- rowSds(matontariomar)
varontariomar <- rowVars(matontariomar)
write.csv(meanontatiomar,"meanontatiomarEQ.csv")
write.csv(sdontariomar,"sdontariomarEQ.csv")
write.csv(varontariomar,"varontariomarEQ.csv")

```

```

meanalberta <- rowMeans(matalberta)
sdalberta <- rowSds(matalberta)

```

```

varalberta <- rowVars(matalberta)
write.csv(meanalberta,"meanalbertaEQ.csv")
write.csv(sdalberta,"sdalbertaEQ.csv")
write.csv(varalberta,"varalbertaEQ.csv")

meanalbertamar <- rowMeans(matalbertamar)
sdalbertamar <- rowSds(matalbertamar)
varalbertamar <- rowVars(matalbertamar)
write.csv(meanalbertamar,"meanalbertamarEQ.csv")
write.csv(sdalbertamar,"sdalbertamarEQ.csv")
write.csv(varalbertamar,"varalbertamarEQ.csv")

meanquebec <- rowMeans(matquebec)
sdquebec <- rowSds(matquebec)
varquebec <- rowVars(matquebec)
write.csv(meanquebec,"meanquebecEQ.csv")
write.csv(sdquebec,"sdquebecEQ.csv")
write.csv(varquebec,"varquebecEQ.csv")

meanquebecmar <- rowMeans(matquebecmar)
sdquebecmar <- rowSds(matquebecmar)
varquebecmar <- rowVars(matquebecmar)
write.csv(meanquebecmar,"meanquebecmarEQ.csv")
write.csv(sdquebecmar,"sdquebecmarEQ.csv")
write.csv(varquebecmar,"varquebecmarEQ.csv")

#Get the quantiles of the 6 matrix
quantileontario <- rowQuantiles(matontario, probs = c(0.025,0.975))
quantileontariomar <- rowQuantiles(matontariomar, probs = c(0.025,0.975))
quantilealberta <- rowQuantiles(matalberta, probs = c(0.025,0.975))
quantilealbertamar <- rowQuantiles(matalbertamar, probs = c(0.025,0.975))
quantilequebec <- rowQuantiles(matquebec, probs = c(0.025,0.975))
quantilequebecmar <- rowQuantiles(matquebecmar, probs = c(0.025,0.975))
write.csv(quantileontario,"quantileontarioEQ.csv")
write.csv(quantileontariomar,"quantileontariomarEQ.csv")
write.csv(quantilealberta,"quantilealbertaEQ.csv")

```

```

write.csv(quantilealbertamar,"quantilealbertamarEQ.csv")
write.csv(quantilequebec,"quantilequebecEQ.csv")
write.csv(quantilequebecmar,"quantilequebecmarEQ.csv")

#Get the mode from the 6 matrix with the method asselin
modeontariotemp <- apply(matontario[, 1, mlv, method = "asselin")
modeontarioEQ <- sapply(modeontariotemp, "[", 1)
write.csv(modeontarioEQ,"modeontarioEQ.csv")

modeontariomartemp <- apply(matontariomar[, 1, mlv, method = "asselin")
modeontariomarEQ <- sapply(modeontariomartemp, "[", 1)
write.csv(modeontariomarEQ,"modeontariomarEQ.csv")

modealbertatemp <- apply(matalberta[1:216,], 1, mlv, method = "asselin")
modealbertaEQ <- sapply(modealbertatemp, "[", 1)
write.csv(modealbertaEQ,"modealbertaEQ.csv")

modealbertamartemp <- apply(matalbertamar[1:216,], 1, mlv, method=
"asselin")
modealbertamarEQ <- sapply(modealbertamartemp, "[", 1)
write.csv(modealbertamarEQ,"modealbertamarEQ.csv")

modequebectemp <- apply(matquebec[, 1, mlv, method = "asselin")
modequebecEQ <- sapply(modequebectemp, "[", 1)
write.csv(modequebecEQ,"modequebecEQ.csv")

modequebecmartemp <- apply(matquebecmar[, 1, mlv, method = "asselin")
modequebecmarEQ <- sapply(modequebecmartemp, "[", 1)
write.csv(modequebecmarEQ,"modequebecmarEQ.csv")
write.csv(varquebecmar,"varquebecmareq.csv")

#Distribution of Alberta minus Ontario
setwd("/Users/constant/R/elsa/EQ")
load("matontarioEQ.Rda")
load("matontariomarEQ.Rda")
load("matalbertaEQ.Rda")

```

```

load("matalbertamarEQ.Rda")

diffmatrixElsaEQ <- matrix(nrow=288,ncol = 3000)
diffmatrixElsaEQMarginal <- matrix(nrow=288,ncol = 3000)

for (i in 1:288){
  for (n in 1:3000){
    indexA <- sample(c(1:3000),1,replace=TRUE)
    indexO <- sample(c(1:3000),1,replace=TRUE)
    diffmatrixElsaEQ[i,n] <- matalberta[i,indexA]-matontario[i,indexO]
  }
  print(i)
}
save(diffmatrixElsaR , file="diffmatrixElsaEQ.Rda")

for (i in 1:288){
  for (n in 1:3000){
    indexA <- sample(c(1:3000),1,replace=TRUE)
    indexO <- sample(c(1:3000),1,replace=TRUE)
    diffmatrixElsaEQMarginal[i,n] <- matalbertamar[i,indexA]
    -matontariomar[i,indexO]
  }
  print(i)
}
save(diffmatrixElsaEQMarginal , file="diffmatrixElsaEQMarginal.Rda")

percentageEQ <- matrix(nrow=288,ncol = 3)
percentageEQMarginal <- matrix(nrow=288,ncol = 3)
for (i in 1:288){
  positive <- 0
  negative <- 0
  for (n in 1:3000){
    if (diffmatrixElsaEQ[i,n]>0) { positive = positive + 1 }
    else{negative = negative +1}
  }
  percentageEQ[i,1] <- positive

```

```

percentageEQ[i,2] <- negative
percentageEQ[i,3] <- positive/3000
print(i)
}
write.csv(percentageEQ,"percentageEQ.csv")

for (i in 1:288){
  positive <- 0
  negative <- 0
  for (n in 1:3000){
    if (diffmatrixElsaEQMarginal[i,n]>0) { positive = positive + 1 }
    else{negative = negative +1}
  }
  percentageEQMarginal[i,1] <- positive
  percentageEQMarginal[i,2] <- negative
  percentageEQMarginal[i,3] <- positive/3000
  print(i)
}
write.csv(percentageEQMarginal,"percentageEQMarginal.csv")

```

ANNEXE G Code Saql pour collecte d'informations sur Enipedia

```

BASE <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/>
PREFIX article: <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/>
PREFIX a: <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/>
PREFIX property: <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Property:>
PREFIX prop: <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Property:>
PREFIX category: <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Category:>
PREFIX cat: <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Category:>
PREFIX rdfs: <http://www.w3.org/2000/01/rdf-schema#>
PREFIX rdf: <http://www.w3.org/1999/02/22-rdf-syntax-ns#>
PREFIX fn: <http://www.w3.org/2005/xpath-functions#>
PREFIX afn: <http://jena.hpl.hp.com/ARQ/function#>
select * where {
?powerPlant prop:Country a:Canada .
?powerPlant rdfs:label ?Name .

?powerPlant prop:Latitude ?latitude .
?powerPlant prop:Longitude ?longitude .
OPTIONAL { ?powerPlant prop:State ?State } .
OPTIONAL { ?powerPlant prop:Fuel_type ?Fuel_Type } .
OPTIONAL {
?powerPlant prop:Generation_capacity_electrical_MW ?Generation_capacity .
?powerPlant prop:Annual_Energyoutput_MWh ?Output2007 } .
OPTIONAL {?powerPlant prop:Annual_Carbonemissions_kg ?CO2in2007 .
?powerPlant prop:Intensity_kg_CO2_per_MWh_elec ?CO2perMWhin2007 } .

```